

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт
Электротехнические комплексы и системы

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ В.И. Пантелеев
подпись

« _____ » _____ 2016 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Управление потоками реактивной мощности
в системе электроснабжения с активно-адаптивными элементами

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

13.04.02.04 Энергосбережение и энергоэффективность

Научный руководитель
канд.техн.наук, доцент

Е.Ю. Сизганова

Выпускник

Н.В. Сизганов

Красноярск 2016

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация на тему «Управление потоками реактивной мощности в системе электроснабжения с активно-адаптивными элементами» содержит 91 страницу текстового документа, 32 иллюстрации, 3 таблицы, 82 использованных источника.

КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ОПТИМИЗАЦИЯ, АКТИВНО-АДАПТИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ, SMART GRID, СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, КОМПЕНСИРУЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, СТАТКОМ, ЭНЕРГОСИСТЕМА, УРОВЕНЬ НАПРЯЖЕНИЯ, КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ.

Цель диссертации: Разработка системы управления потоками реактивной мощности с использованием активно-адаптивных элементов для поддержания на границе балансовой принадлежности предприятия требуемого значения коэффициента реактивной мощности ($\text{tg}\varphi$) и обеспечения определяемого ГОСТом уровня напряжения в контрольных точках системы электроснабжения предприятия.

Задачи: провести анализ исследований в области управления потоками реактивной мощности в системах электроснабжения; создать адаптивную систему управления потоками реактивной мощности в системе электроснабжения промышленного предприятия с использованием искусственной нейронной сети и активно-адаптивных элементов; разработать имитационную модель, которая позволит воспроизвести управление потоками реактивной мощности на границе балансовой принадлежности предприятия и энергосистемы, и оценить ее эффективность.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| ВЕДЕНИЕ..... | 4 |
| Глава 1. АНАЛИЗ СПОСОБОВ И СРЕДСТВ УПРАВЛЕНИЯ ПОТОКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ..... | 7 |
| 1.1. Нормативно-правовое обеспечение проблемы компенсации реактивной мощности | 7 |
| 1.1.1. История стимулирования коррекции коэффициента мощности в Российской Федерации..... | 11 |
| 1.1.2. Новые экономические стимулы коррекции коэффициента мощности в России | 14 |
| 1.2. Анализ способов компенсации реактивной мощности | 16 |
| 1.3. Обоснование автоматизации управления потоками реактивной мощности | 31 |
| Выводы | 35 |
| Глава 2. СОЗДАНИЕ АДАПТИВНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПОТОКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НА ГРАНИЦЕ БАЛАНСОВОЙ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ | 37 |
| 2.1. Параметры модели адаптивного управления потоками реактивной мощности. | 37 |
| 2.2. Структура системы управления..... | 37 |
| 2.3. Особенности нейронных сетей для адаптивного управления потоками реактивной мощности | 41 |
| 2.3.1 Однослойные сети прямого распространения. | 42 |
| 2.3.2 Многослойные сети прямого распространения. | 43 |
| 2.3.3. Рекуррентные сети..... | 45 |
| 2.4. Численно – математическая модель на основе ИНС для адаптивного управления потоками реактивной мощности..... | 46 |
| 2.5. Автоматизация и программная реализация обучения нейросети. | 51 |
| Выводы | 57 |
| Глава 3. ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С АКТИВНО-АДАПТИВНЫМИ ЭЛЕМЕНТАМИ | 58 |
| 3.1. Модели элементов системы электроснабжения и системы управления..... | 61 |
| 3.2. Оценка адекватности и эффективности моделирования..... | 72 |
| Выводы | 79 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... | 80 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ | 82 |

ВЕДЕНИЕ

Для промышленных предприятий эффективность потребления электрической энергии определяется своевременным обеспечением технологического процесса требуемым количеством электроэнергии заданного качества при наименьших потерях и при условии сохранения надежной устойчивой работы электроприемников. Наиболее значимой частью мероприятий по повышению эффективности электропотребления до сих пор является снижение потерь за счет регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

Компенсация реактивной мощности позволяет повысить эффективность использования электроэнергии в трех основных направлениях: увеличение пропускной способности линий и трансформаторов, снижение потерь активной энергии, нормализация напряжения. Установка компенсирующих устройств позволяет снизить активные потери за счет снижения полного тока. Таким образом, компенсация реактивной мощности может быть в полной мере названа одной из технологий энергосбережения. Даже на предприятиях, где нет проблем с перегрузкой электросетевого оборудования, за счет снижения активных потерь мероприятия по компенсации реактивной мощности окупаются за сравнительно короткий период времени.

По величине коэффициента реактивной мощности можно судить о том, какая часть потребляемой энергии полезно используется для совершения работы. В возможном приближении коэффициента мощности приемных устройств к единице в основном и заключается технико-экономическая проблема компенсации реактивной мощности.

Для возможности регулирования потоков реактивной мощности (РМ) при обеспечении допустимых ГОСТом уровней напряжения в распределительных сетях промышленных предприятий и устойчивости нагрузки необходима разработка централизованной и адаптивной системы управления параметрами средств регулирования, способной мгновенно оценивать параметры текущего

режима, находить актуальные причинно-следственные законы функционирования электрической системы, управлять группой разнообразных элементов системы, с большим количеством свойств, также меняющихся со временем.

Целью представленных в магистерской диссертации исследований является разработка системы управления потоками реактивной мощности с использованием активно-адаптивных элементов для поддержания на границе балансовой принадлежности предприятия требуемого значения коэффициента реактивной мощности ($\text{tg}\varphi$) и обеспечения определяемого ГОСТом уровня напряжения в контрольных точках системы электроснабжения предприятия.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие **задачи**:

1. Провести анализ исследований в области управления потоками реактивной мощности в системах электроснабжения.
2. Создать адаптивную систему управления потоками реактивной мощности в системе электроснабжения промышленного предприятия с использованием искусственной нейронной сети и активно-адаптивных элементов.
3. Разработать имитационную модель, которая позволит воспроизвести управление потоками реактивной мощности на границе балансовой принадлежности предприятия и энергосистемы, и оценить ее эффективность.

Методы исследования. Для реализации поставленных в диссертации задач используются: методы анализа и синтеза, теория систем автоматического регулирования, методы оптимизации. В качестве программных инструментов для разработки моделей и алгоритмов применяются системы компьютерной математики MATLAB.

Объект исследования: система электроснабжения (СЭС) промышленного предприятия (ПП).

Предмет исследования: потоки реактивной мощности на границе балансовой принадлежности ПП и энергосетевой компании; уровни напряжения в СЭС ПП; методы моделирования .

Практическая значимость. Реализация предложенной модели управления потоками реактивной мощности позволяет поддерживать на границе балансовой принадлежности предприятия и энергосистемы требуемое значения коэффициента реактивной мощности, а так же решить задачу снабжения потребителей электроэнергией требуемого качества.

Разработанные модели и алгоритмы могут быть применены при выполнении научно-исследовательской работ студентов, магистрантов и аспирантов.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, списка литературы из 82 наименований. Работа изложена на 91 страницах машинописного текста, включает 3 таблиц, 32 рисунков.

Глава 1. АНАЛИЗ СПОСОБОВ И СРЕДСТВ УПРАВЛЕНИЯ ПОТОКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

1.1. Нормативно-правовое обеспечение проблемы компенсации реактивной мощности

Нормативы, касающиеся потребления предприятиями реактивной мощности в СССР, берут начало в 1930-е годы на фоне активной индустриализации страны. Первый норматив подразумевал повышение основного критерия экономичности электроустановок – коэффициента мощности ($\cos\varphi$) промышленных предприятий на границах балансовой принадлежности с 0,815 до 0,85. В 1943 году за низкий $\cos\varphi$ уже была введена надбавка к тарифу на электроэнергию. В 1951 г. был издан документ «О повышении коэффициента мощности электроустановок промышленных предприятий», а в 1961 г. он был переработан и назван «Руководящие указания по повышению коэффициента мощности». В 1975 году введены «Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях», которые были ориентированы не на максимальное повышение $\cos\varphi$, а на обеспечение минимума приведённых затрат на электросеть и компенсирующие устройства [1]. В то время это было настоящим достижением в области нормативного регулирования.

В 1981 году утверждена Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях (Министерство энергетики и электрификации СССР), [2]. Согласно данной инструкции, контроль за фактическим потреблением реактивной мощности должен был осуществляться у потребителей с заявленной мощностью более 750 кВА в режимах минимальных и максимальных нагрузок, для остальных – величина потребляемой реактивной мощности должна была определяться расчётом. Величины реактивной мощности, которые необходимо было компенсировать потребителю, опреде-

лялись для каждого квартала в режимах максимальных и минимальных нагрузок на основании экономически обоснованной реактивной нагрузки в узле, рассчитанной энергоснабжающей организацией для получения оптимального народнохозяйственного эффекта. В зависимости от выполненных или невыполненных указаний потребителю начислялась скидка или надбавка к тарифу за активную электроэнергию.

С 1 января 1992 г. Приказом Минтопэнерго РФ от 14 июля 1992 г. № АД-3866/19 Главгосэнергонадзор ввёл в действие новую редакцию подраздела 2.3 «Правил пользования электрической энергией» [3] в целях приведения его в соответствие с Прейскурантом № 09-01, утвержденным постановлением Госкомцен СССР от 28.02.90 г. № 152. Данный документ определял оплату за абсолютную величину потреблённой или выработанной реактивной мощности.

Как показал проведённый анализ, развитие производства и ЭЭС в России привело к тому, что начисление надбавок за превышение средневзвешенного коэффициента мощности превратилось в оплату абсолютной величины реактивной мощности, отличающейся от целесообразной для энергосистемы (потребляемой в часы максимальных нагрузок и вырабатываемой в часы минимальных нагрузок) с учётом народнохозяйственного эффекта для производителей, транспортировщиков и потребителей электрической энергии. На основании такого руководящего документа были разработаны методики по расчёту КРМ в электрических сетях, основанные на получении народнохозяйственного эффекта. Переход к другому типу экономики в стране не отменял данный механизм КРМ за счёт потребителей до 2001 года.

В процессе реформирования электроэнергетики и разработки новой нормативной базы в 2001 году была отменена «Инструкция о порядке расчётов за электрическую и тепловую энергию», что привело к тому, что экономических рычагов воздействия на потребителей в части начисления надбавок за завышенные коэффициенты реактивной мощности не было более девяти лет (до 2010 года). Это было связано с переходным периодом в электроэнергетике

страны, в течение которого Инструкция «вошла в противоречие с законодательными и иными правовыми актами более высокого уровня» [4]. Изменения условий функционирования электроэнергетики России, связанные с коренными изменениями политической системы страны, разделением ЭЭС на субъекты электроэнергетики по видам деятельности и переходом к рыночной схеме взаимодействия субъектов между собой привели к тому, что методы КРМ, основанные на реализации народнохозяйственного эффекта, перестали соответствовать современным условиям функционирования электроэнергетики [4, 5, 6].

Вышедшие в 2010 году «Методические указания по расчету повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электрической энергии в зависимости от соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств ...» [7] привели к тому, что для потребителей с присоединённой мощностью энергопринимающих устройств более 150 кВт (за исключением бытовых и приравненных к ним потребителей) рассчитываются повышающие (понижающие) коэффициенты к тарифу и составляющая снижения тарифа по соотношению активной и реактивной мощности в часы больших суточных нагрузок [8]. При этом установленные в [8] коэффициенты реактивной мощности для потребителей, подключенных на напряжение 220 кВ и выше, могут быть изменены на основании расчётов электрических режимов для потребителей, значительно влияющих на электроэнергетические режимы работы энергосистем. Для потребителей, подключенных на напряжение 110 кВ (154 кВ) и ниже, установлены предельные коэффициенты реактивной мощности, относительно которых рассчитываются повышающие или понижающие коэффициенты к тарифу по передаче электрической энергии в зависимости от соотношения потребления активной и реактивной мощности. При этом если потребитель участвует в регулировании потоками реактивной мощности, то для него дополнительно рассчитывается «составляющая снижения тарифа за участие потребителя в регулировании реактивной мощности».

Таким образом, изменение нормативной базы в электроэнергетике России вновь привело к тому, что появились повышающие (понижающие) коэффициенты, применяемые к тарифу на услуги по передаче электрической энергии для потребителей в зависимости от соотношений активной и реактивной мощностей. При этом заданные предельные значения коэффициентов реактивной мощности на границе балансовой принадлежности [8] определяются только условиями надёжного и качественного электроснабжения потребителей. Отказ принципов выбора КУ по утверждённой инструкции [2], обеспечивающей народнохозяйственный эффект, закреплён и в ПУЭ [9]. Седьмая редакции ПУЭ регламентирует применение компенсирующих устройств для обеспечения требуемой пропускной способности сети, необходимых уровней напряжений и запасов устойчивости (ПУЭ п.п. 1.2.24).

Основным акцентом принятых и принимаемых документов в части регулирования потоками реактивной мощности является повышение надёжности электроснабжения потребителей и поддержания устойчивости ЭЭС.

В связи с продолжительным отсутствием нормативных рычагов, хорошо регулирующих потребление (выработку) реактивной мощности, и принятием нового механизма расчётов за соотношение активной и реактивной мощностей [7, 8], существующие методы КРМ перестали отвечать требованиям как РСК, так и потребителей. Это подтверждает и переход от административно-командной системы в сфере управления электроэнергетикой к рыночным взаимоотношениям. Однако окончательные выводы, касательно применения имеющихся методов, можно сделать только на основе анализа самих методов КРМ.

Реформирование энергосистем РФ, принятие федеральных законодательных актов об энергосбережении и энергоэффективности, разработка и реализация ряда пилотных проектов и федеральных программ по энергосбережению и т.д. пока не изменили очевидности факта, что вопросы оптимизации энергопотребления и повышения качества покупаемой электроэнергии по-

прежнему остаются в компетенции самих потребителей и практически вне реальной поддержки государства в виде преференций или налоговых льгот на модернизацию локальных электросетей предприятий.

Наиболее наглядным примером тому остается проблема коррекции коэффициента мощности, по факту выгодная не только потребителям, но и всей ветки поставки электроэнергии от генерирующих структур до передачи мощностей, установленных двусторонними договорами между потребителем и сетевой организацией.

Менеджменты производственных и производственно-коммерческих структур оплачивают проведение энергоаудита (своим подразделениям или сторонним организациям), разработку проектов оптимизации энергопотребления путем коррекции коэффициента мощности, изыскивают финансовые резервы на приобретение и монтаж установок компенсации реактивной мощности, счетчиков потребления реактивной энергии и т.д. — и все это без каких-либо механизмов финансовой поддержки со стороны государства и/или поставщиков электроэнергии. В то же время производители устройств/установок компенсации реактивной мощности и продающие компании в качестве основного аргумента необходимости коррекции коэффициента мощности непосредственно в потребительских сетях приводят типовые формулы «усредненных» расчетов, правомерность применения которых вызывает сомнение, особенно с учетом изменений в правовой базе последних лет.

1.1.1. История стимулирования коррекции коэффициента мощности в Российской Федерации

Стимулирование коррекции коэффициента мощности потребителями началось в России с 1991 года посредством введения надбавок за услуги по поставке реактивной мощности, однако активное противодействие крупных потребителей электроэнергии при поддержке Антимонопольной службы РФ и

Минюста РФ в связи с явными рисками необоснованных доходов электросетевых организаций привели к отмене Минэнерго России в начале 2000 года «Правил пользования электрической и тепловой энергией», а в 2001 всего пакета правовых документов, регулирующих механизм воздействия на значения критериальных функций путем повышения тарифа за электроэнергию. Свои негативы в увеличение периода правового вакуума 2001 года внесло принятие Федерального Закона N 184-ФЗ «О техническом регулировании» от 27.12.2002, нивелировавшего обязательность исполнения не только пакета государственных стандартов в области электроэнергетики, но и стандартов организаций, ориентированных на помощь потребителям электроэнергии по коррекции коэффициента мощности (СО 153-34.20.185-94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей», СО 153-34.20.118-2003 «Методические указания по проектированию развития энергосистем», СО 153-34.20.112 «Указания по выбору средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности при проектировании электроснабжения сельскохозяйственных объектов и электрических сетей сельскохозяйственного назначения» и пр.).

Следующий шаг в восстановлении контроля за перетоками реактивной мощности был сделан в 2004 году введением «Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг» (Постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. N 861 в ред. Постановлений Правительства РФ от 31.08.2006 N 530, от 21.03.2007 N 168, от 26.07.2007 N 484), затем в 2006 году были приняты «Правила розничного рынка электроэнергии и мощности, и порядка ограничения потребителей» (Постановление Правительства РФ от 31.08.2006 № 530), в 2007 – «Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах электроснабжения)» (Приказ

министра промышленности и энергетики Российской Федерации № 49 от 22 февраля 2007 года) и изменения в постановление Правительства РФ № 530 «Об утверждении Правил функционирования розничных рынков электроэнергии в переходный период функционирования электроэнергетики», в 2011 году – изменения к «Правилам технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям», утвержденным Постановлением №861 Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 г. (Постановление Правительства РФ от 01.03.2011 г. №129).

Вместе с тем, накопленная нормативно-правовая база в целом:

- была ориентирована на потребителей сетей низкого напряжения, а в сегменте сетей среднего и высокого напряжения в аспекте коррекции коэффициента мощности продолжал оставаться информационный вакуум;
- формализовала заключения договоров, но не демонстрировала четких алгоритмов контроля соотношения потребления активной и реактивной мощностей;
- не решала проблемы экономической обоснованности доходов электросетевых организаций при введении стимулирующих добавок к оплате за электроэнергию и т.д.

Согласно изменений в постановление Правительства РФ № 530 «Об утверждении Правил функционирования розничных рынков электроэнергии в переходный период функционирования электроэнергетики» сверхнормативное потребление реактивной мощности должно оплачиваться потребителями с применением повышающих коэффициентов к тарифам.

На текущий момент в России в качестве маркера потребления реактивной энергии по-прежнему используется коэффициент ($\cos \varphi$), численно определяемый отношением активной мощности к полной мощности, но не коэффициент реактивной мощности ($\tan \varphi$), равный отношению величины реактив-

ной мощности к активной мощности. Однако точность коэффициента мощности в определении реального потребления реактивной энергии значительно ниже точности коэффициента реактивной мощности, используемого в качестве маркера в странах ЕС и США (табл. 1.1).

Таблица 1.1 – Значение реактивной мощности (РМ) в процентах от активной мощности при разных значениях коэффициентов мощности и реактивной мощности

| | | | | | | | | | | | | | |
|-------|-----|------|------|------|------|------|-------|------|------|------|------|------|-------|
| cos φ | 1.0 | 0.99 | 0.97 | 0.95 | 0.94 | 0.92 | 0.9 | 0.87 | 0.85 | 0.8 | 0.7 | 0.5 | 0.316 |
| tg φ | 0.0 | 0.14 | 0.25 | 0.33 | 0.36 | 0.43 | 0.484 | 0.55 | 0.60 | 0.75 | 1.02 | 1.73 | 3.016 |
| РМ,% | 0.0 | 14 | 25 | 33 | 36 | 43 | 48.4 | 55 | 60 | 75 | 102 | 173 | 301.6 |

1.1.2. Новые экономические стимулы коррекции коэффициента мощности в России

Новый этап контроля над потреблением реактивной энергии начался с принятием Правительства Российской Федерации 04.05.2012 Постановления № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» и «Основные положениями функционирования розничных рынков электрической энергии», хотя на текущий момент реальные изменения в оплате за потребляемые объемы мощностей касаются только потребителей с максимальной мощностью энергопринимающего устройства (совокупности энергопринимающих устройств) в границах балансовой принадлежности не менее 670 кВт, а также потребителей (покупателей), «к которым применялись положения постановления Правительства Российской Федерации от 31 августа 2006 г. N 530 «Об утверждении основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии», установленные для потребителей, присоединенная мощность энергопринимающих устройств которых в границах балансовой принадлежности превышает 750 кВА, в том числе к потребителям (покупателям) на розничных рынках, функционирующих на территориях, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка» (разд. 2 п. в Постановления «О

функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии»).

Ключевыми моментами нововведений можно считать:

- введение терминов максимальная мощность (определенная сетевыми организациями или гарантирующими поставщиками к одномоментному использованию в соответствии с документами о технологическом присоединении) и резервируемая максимальная мощность (разность между максимальной мощностью энергопринимающего устройства/совокупности энергопринимающих устройств потребителя и фактически использованной в соответствующем расчетном периоде мощностью по данным учитывающих устройств);

- включение в договоры электроснабжения потребителей величины максимальной мощности энергопринимающих устройств, определяемой в соответствии с Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг соответственно сетевыми организациями и гарантирующими поставщиками (в 2-месячный срок с момента принятия постановления). В проекте Постановления Правительства РФ от 17 января 2014 года «Об определении стоимости услуг по передаче электрической энергии с учетом оплаты резервируемой максимальной мощности», утверждающего «Изменения, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации по вопросам определения услуг по передаче электрической энергии с учетом оплаты резервируемой максимальной мощности» резервируемая максимальная мощность определяется, как «разность между максимальной мощностью энергопринимающего устройства (совокупности энергопринимающих устройств) потребителя (для энергопринимающего устройства (совокупности энергопринимающих устройств) потребителя первой или второй категории надежности) – максимальной мощности, умноженной на 1,5) и суммарного по всем уровням напряжения объема услуг по передаче электрической энергии...». Причем «В случае отсутствия данных о почасовых объемах потребления электрической энергии резервируемая максимальная мощность полагается равной максимальной мощности».

- введение оплаты резервируемой максимальной мощности не позднее 1 июля 2014 года, т.е. по факту с середины 2014 года потребитель с электрическими нагрузками от 750 кВА должен оплачивать резервируемую максимальную мощность по установленным тарифам, или же отказываться от резерва мощности, перезаключая договор и определяя возможность перспективного расширения производства только за счет изыскания внутренних резервов мощности, в том числе за счет компенсации реактивной мощности, что можно считать достаточным стимулом к внедрению установок компенсации реактивной мощности; максимально использовать объемы резервной мощности для расширения производства без каких-либо мероприятий по коррекции коэффициента мощности, поскольку вполне вероятно, что стоимость покупки, интеграции и обслуживания, в том числе реновации установок коррекции мощности может оказаться больше затрат на оплату резервируемой максимальной мощности.

1.2. Анализ способов компенсации реактивной мощности

Цель КРМ неодинакова при проектировании и эксплуатации электрических сетей. При проектировании электроэнергетических систем целью КРМ является минимизация суммарных затрат на новое строительство за счёт снижения потоков реактивной мощности по элементам сети, а при эксплуатации – надёжное и качественное обеспечение потребителей электрической энергией при минимальных дополнительных вложениях, а также снижение эксплуатационных издержек.

Традиционно КРМ направлена на решение балансовой, экономической задачи и задачи регулирования напряжения.

Решение балансовой задачи подразумевает исключение дефицита реактивной мощности в системе в целом, обеспечивая требуемые уровни напряжения на шинах генераторов электрических станций. Исключение местных де-

фицитов реактивной мощности позволяет отрегулировать напряжения в центрах питания. Экономическая задача является оптимизационной. При её решении наиболее часто целевой функцией являются приведённые затраты [10 – 21 и др.], которые в зависимости от предложенного метода включают в себя разное сочетание таких параметров как: стоимость компенсирующего устройства, потери активной и реактивной мощности (или энергии) в сети, отклонение напряжений у потребителей, пропускная способность элементов сети, штрафные надбавки за сверхнормативное потребление реактивной мощности, стоимость генерации реактивной мощности на электрических станциях. Для решения оптимизационных задач все приведённые составляющие записываются как функции, зависящие от генерируемой РМ, рассматриваемыми (или предлагаемыми) источниками реактивной мощности.

Различия методик КРМ заключаются в постановке и условиях решаемой задачи, виде целевой функции, количестве критериев оптимизации, типа используемых исходных данных, способах поиска решения.

Несмотря на различия в подходах к проведению КРМ, основные технические ограничения, используемые при её решении, всегда включали в себя следующие неравенства [16 – 19 и др.]:

$$Q_{max} \geq Q \geq Q_{min} , \quad (1.1)$$

где Q_{max} , Q_{min} – пределы вырабатываемой (потребляемой) реактивной мощности рассматриваемого устройства;

Q – фактическое значение реактивной мощности, полученное при оптимизации.

$$U_{max} \geq U \geq U_{min} , \quad (1.2)$$

где U_{max} , U_{min} – максимальное и минимальное значения напряжения;

U – фактическое значение напряжения.

$$tg \varphi \leq tg \varphi_{max} , \quad (1.3)$$

где $tg \varphi$ – фактическое значение коэффициента мощности в сети;

$\operatorname{tg} \varphi_{\max}$ – допустимое значение коэффициента мощности в сети.

При наличии в рассматриваемой сети нескольких источников реактивной мощности необходимо решение задачи оптимального распределения реактивной мощности между ними для снижения суммарных затрат, то есть совместное решение балансовой и экономической задач КРМ.

В [16] Ф.Ф. Карпов предложил метод КРМ для распределительных сетей, основанный на минимизации суммарных затрат на производство и передачу реактивной мощности в рассматриваемый узел в режиме максимальных нагрузок, в котором оптимальное значение целевой функции определяется методом неопределённых множителей Лагранжа с ограничениями в виде баланса реактивной мощности в рассматриваемом узле. Данный подход подразумевает, что потенциальные источники реактивной мощности могут быть любыми: «генераторы электрических станций, синхронные компенсаторы, группы синхронных двигателей и конденсаторные установки» [16], которые в современных условиях могут принадлежать разным собственникам, что делает невозможным использование такого подхода без учёта финансового интереса каждого из собственников. Кроме того, данный подход нацелен на решение задачи «доставки» реактивной мощности до конкретного узла, а не на оптимальное распределение реактивной мощности в сети, а также не учитывает потери активной мощности в самих компенсирующих устройствах.

В [22] управление потоками реактивной мощности для основных сетей ЭЭС выполняется также с использованием метода неопределённых множителей Лагранжа для случая относительной независимости выработки реактивной мощности от затрат на топливо электрических станций.

Учёт стоимости активной мощности в различных узлах рассмотрен в методе адресности, показанном в [23], однако крупные потребители электрической энергии в России оплачивают активную энергию с учётом повышающих или понижающих коэффициентов к тарифу в зависимости от соотношения потребляемой активной и реактивной мощности [8], а услуги по выработке реактивной мощности осуществляются электрическими станциями на конкурсной

основе [6]. Следовательно, использование метода адресности не по назначению, а для перераспределения потоков реактивной мощности в сети может не дать желаемых результатов.

Системный подход в классической постановке задачи поиска мест установки и мощности КУ, который первым применил Ю.С. Железко, позволил перейти к более прогрессивной методике оценки эффективности КРМ.

В [4, 13] в качестве целевой функции используются приведённые затраты, которые в общем виде состоят из трёх составляющих: затраты на электростанции системы, связанные с производством реактивной мощности, затраты на электрические сети, обусловленные передачей реактивной мощности, затраты на КУ. Задача решается в детерминированной постановке, не учитывает характер изменения нагрузки, что может привести к выходу решения из оптимальной области. Оптимизацию целевой функции предложено выполнять градиентным методом, используя при этом реактивные мощности режима максимальных нагрузок, а при выборе нерегулируемых компенсирующих устройств – средние значения РМ. Оптимизационный алгоритм и оценка эффективности КУ строится только на эффекте снижения потерь активной мощности (энергии). Кроме того, ориентируясь на один из режимов – режим максимальных нагрузок, нельзя оптимизировать всю гамму складывающихся режимов в рассматриваемой схеме на различных временных интервалах. Однако с точки зрения подготовки исходных данных метод весьма подходит для условий эксплуатации.

Метод потенциалов затрат [24, 19 и др.] подразумевает поиск оптимального места и мощности КУ путём минимизации затрат, состоящих из трёх составляющих: затраты на потери электроэнергии, затраты на генерацию существующими источниками реактивной мощности и затраты на дополнительные КУ. Дифференциал рассматриваемой части затрат по реактивной мощности узла и назван потенциалом затрат. Условие минимума функции приведённых затрат определяется с помощью частных производных по основным переменным. Дополнительная установка КУ считается целесообразной при условии,

если экономический эффект от установки КУ превышает её стоимость. При моделировании используются реактивные нагрузки узлов и активные сопротивления ветвей. Сравнение составляющих потенциалов затрат для узла позволяет определить наиболее приемлемый источник реактивной мощности. Данный подход достаточно эффективен при детерминированной постановке и зарекомендовал себя для сетей одного собственника – государства.

Стохастический характер электрических нагрузок ограничивает область его применения. Основным недостатком данного метода является использование времени потерь, что приводит к увеличению методической погрешности в расчётах потерь мощности [25].

В [19] задача оптимизации мощности, мест размещения средств компенсации реактивных нагрузок и регулирования напряжения в общем виде представлена функцией приведённых затрат, которая включает:

- затраты на дополнительные компенсирующие устройства в каждом узле,
- затраты на дополнительные устройства, которые выполняют только функции регулирования напряжения в каждом узле,
- затраты, связанные соответственно с эксплуатацией дополнительных компенсирующих и регулирующих устройств,
- затраты, связанные с потерями мощности и энергии в существующих источниках,
- ущерб, возникающий у потребителей из-за неоптимальных напряжений в каждом узле.

При этом подчёркивается неоправданная трудоёмкость решения, преодолеть которую можно пренебрежением некоторых наименее значимых составляющих, поэтому в расчётах экономического эффекта учитывается эффект от снижения потерь активной и реактивной мощностей, от нормализации качества напряжения в узлах и от увеличения пропускной способности элементов сети. Все составляющие эффекта определяются через градиент соот-

ветствующей функции. Наличие трех последних составляющих эффекта зависит от степени влияния дополнительных КУ на сеть, а основополагающим является эффект от снижения потерь активной мощности. Дополнительное КУ целесообразно устанавливать в первую очередь в узлах, где функция «эффектов» максимальна. В современных условиях реактивная энергия не оплачивается по абсолютному значению, поэтому данный подход не будет работать. В [19] описывается уже рассмотрение не одного режима, а основных характерных режимов, что, безусловно, предпочтительнее. Однако при укрупнении центров питания и рыночных условий транспорта мощности количество таких режимов неограниченно увеличивается, а эффективность результата уменьшается.

В [14] минимизируется целевая функция затрат, включающая: нормативный коэффициент эффективности и отчисления на амортизацию и ремонт, стоимость высоковольтных и низковольтных конденсаторных батарей, тариф стоимости потерь, удельные потери в конденсаторах высокого и низкого напряжений.

Согласно [14] напряжения у удалённого и ближайшего потребителя должны быть в пределах $\pm 5\%$. После установки КУ во всех узлах для обеспечения условия минимизации целевой функции затрат, методично наращивается мощность КУ в узлах, где напряжения у удалённого и ближайшего потребителя не входят в пределы $\pm 5\%$. Далее формируется новый комплексный критерий, характеризующий относительный прирост затрат с учётом режима напряжения.

Метод, приведённый в [14] позиционируется как многокритериальный, но процесс решения сводится к выполнению двух последовательных этапов: поиска мест установки и мощности КУ по условию минимизации (критерию оптимизации) и увеличения мощности КУ в узлах, где ограничение не выполняется. При рассмотрении сетей РСК, питающих множество разных по структуре и назначению потребителей, такой эффект выявить гораздо сложнее.

При решении оптимизационных задач КРМ значительное внимание уделяется многоцелевой оптимизации. Это обосновывается многокритериальностью и многогранностью воздействия КУ на ЭЭС.

В [26] предлагается механизм многоцелевой оптимизации, основанный на минимизации целевой функции, включающей в себя приведённые народнохозяйственные затраты на установку батарей конденсаторов, стоимость потерь электроэнергии в элементах сети, ущерб от отклонений напряжений, надёжность, оцениваемая интенсивностью отказов батарей конденсаторов, потери мощности в элементах сети и батареях конденсаторов. Решение многокритериальной задачи выполняется в динамике, а именно в расчётах учитывается ежегодное увеличение нагрузки. Для каждого года расчётного периода по принятым целевым условиям методом динамического программирования определяется оптимальное распределение конденсаторных батарей с учётом режимных и технических ограничений для каждого из рассматриваемого фактора. Ранжирование целевых условий производится с помощью метода главных компонент по возрастающему вкладу в суммарную дисперсию. Поиск оптимального результата выполняется после нанесения решений на трёхмерный график, где отображаются полученные решения и используемые стандартные ограничения. Реализация метода в [26] рассматривается на примере трёхузловой схемы, а в условиях эксплуатации при наличии в схеме даже десятков узлов определение области решения весьма затруднительно или плохо реализуемо. Ежегодное увеличение нагрузки – фактор неопределённый, то есть заранее неизвестный прирост нагрузки при расчёте на перспективу внесёт в решение только дополнительную погрешность.

В [27] в качестве критериев оптимизации используются потери электрической энергии, штрафная функция и средневзвешенное по мощности отклонение напряжения, при поиске оптимальных решений определяется область Парето искомого вектора. Использование штрафного коэффициента в данном случае позволяет «отсеять» решения по установке КУ, которые осуществить

невозможно. Однако для снижения трудозатрат целесообразно и можно исключить такие узлы до решения оптимизационной задачи. Кроме того, поиск оптимального решения выполняется в данной работе по одному из режимов работы сети, что также не позволяет считать результат оптимальным для всего множества режимов.

Описанные выше методы КРМ можно отнести к детерминированным, так как они используют в качестве оптимизируемого один или небольшое количество характерных режимов работы рассматриваемого участка сети и не учитывают всё множество режимов. К таким же относятся: метод динамического программирования и покоординатного спуска [28, 29], метод нелинейного квадратичного программирования, матрично-вычислительный метод, в которых рассматриваются только основные режимы работы энергосистемы, что не позволяет получить наилучшее решение в условиях неопределённости. Кроме того, многие из них ориентированы на использование времени потерь, что вносит дополнительную методическую погрешность.

Стохастический характер электрических нагрузок и их неопределённость приводит к невозможности принятия решения только по одному из режимов и требует использования принципиально иного подхода. Поэтому для получения наиболее приемлемого варианта решения в [10, 17, и др.] используют серии расчётов режимов. В [10] для решения задач оптимизации режимов в целом предложено проведение серии расчётов по параметрам режима, полученным «с помощью соображений о допустимом объёме расчётов». В [17] аналогичный подход используется уже в непосредственной задаче проведения КРМ. В [10] учёт неопределённости при решении задачи КРМ заключается в рассмотрении множества исходных режимов в период максимальных и минимальных нагрузок.

Для каждого принятого набора данных (отклонения от максимумов) задача оптимизации решается в детерминированной постановке. При таком расчёте получается некий диапазон, удовлетворяющий максимальной и мини-

мальной величине отклонений нагрузки, что само по себе логично, но в результате каждого из таких расчётов могут получаться решения абсолютно «противоречащие» друг другу, поэтому возможен выход из диапазона оптимальных значений для рассматриваемого временного интервала в целом.

Механизм принятия оптимизационного решения в условиях неопределённости в [29] и [10] основан на составлении платёжной матрицы, отражающей изменение целевой функции от величины при различных значениях неопределённого параметра. В такой постановке можно получить результат, подходящий для рассмотренного сочетания режимов с определённой погрешностью, но не являющийся оптимальным ни для одного из них.

В случае, когда известен график нагрузки потребителей, можно использовать расчёты для каждой ступени такового.

В [15] описана динамическая модель оптимального управления реактивной мощностью на промышленном предприятии, в которой минимизируются потери мощности на каждом из ступеней графика резкопеременной нагрузки с учётом характеристик устойчивости синхронных двигателей, которые участвуют в управлении потоками реактивной мощности. В данном методе, наряду с традиционными, вводятся ограничения по току возбуждения синхронных машин и по углам роторов. Результатом оптимизации является определение закона управления каждым синхронным двигателем. Алгоритм, описанный в [15], реализован в программе «ORENA». Предложенный способ подходит для оптимизации потоков реактивной мощности и предназначен для решения задачи КРМ на предприятии, где имеются синхронные машины, служащие для выработки реактивной мощности, а график нагрузки потребителей является известным. Не все ПП имеют в наличии синхронные машины, а графики нагрузок достаточно нестабильные и непредсказуемые, поэтому применение такой методики не даст желаемого эффекта.

В [21] задача КРМ решается также для нескольких ступеней графика нагрузки, с использованием генетического алгоритма. В [21] целевой функ-

цией является суммарная стоимость покупки, установки и обслуживания компенсирующих устройств, при решении данной задачи накладывается стандартное ограничение (1.1) для всех узлов и добавляется ограничение по коэффициенту мощности (1.3 или $\cos\varphi$) [21].

При определении мест установки и мощности КУ в качестве исходных нагрузок используется трёхступенчатый график нагрузки, что не учитывает реального характера изменения нагрузки и изначально содержит методическую погрешность, которая может приводить к заведомо неоптимальным результатам. Применение такого подхода возможно только при проектировании, а не при эксплуатации. Его неэффективность доказана в [30], что подтверждается и сегодня. Введение дополнительного ограничения приводит только к усложнению поиска решения.

В [31] описан алгоритм КРМ, реализуемый в режиме реального времени и основанный на последовательном пересчёте потерь мощности при различном размещении КУ в узлах сети при изменяющейся её конфигурации, то есть на переборе вариантов, что увеличивает его трудоёмкость. Такой подход может быть реализован только при наличии полной информации о потоках активной и реактивной мощностей в сети в режиме реального времени и возможности дистанционного управления как КУ, так и коммутационными аппаратами, позволяющими изменять её конфигурацию. При этом оптимизация в [31] производится по одному текущему или ретроспективному параметру, то есть основана на детерминированном подходе.

Использование в качестве метода оптимизации генетического алгоритма и его модификаций при решении оптимизационной задачи КРМ показано в работах как зарубежных авторов [21, 32], так и отечественных [27].

В [33] для решения оптимизационных задач по управлению потоками реактивной мощности на промышленном предприятии предложено использование нейронных сетей в сочетании с нечёткой логикой и генетическим алгоритмом. Но при этом используется лишь критерий максимального снижения

потерь, а управление потоками реактивной мощности осуществляется по текущему распознанному состоянию (по данным АИИС КУЭ), что в условиях неопределённой информации в СЭС ПП не даст возможность получить действительно оптимальное управляющее воздействие.

Таким образом, все рассмотренные методы и методики КРМ используют в качестве целевой функции приведённые затраты, которые в зависимости от предложенного метода и области применения включают в себя различное сочетание таких параметров как стоимость компенсирующих устройств, потери активной и реактивной мощности (или энергии) в сети, отклонения напряжений, пропускную способность элементов сети, штрафные надбавки за сверхнормативное потребление РМ, стоимость генерации реактивной мощности на электрических станциях и т.д. Использование приведённых затрат в качестве целевой функции абсолютно обосновано, и при разработке методики КРМ должны использоваться именно они, однако составляющие должны отвечать современным условиям функционирования Российской электроэнергетики.

Все авторы подтверждают многогранность воздействия КРМ на электрическую сеть, но при этом большинство из них показывают наиболее приемлемое решение по величине снижения потерь мощности и энергии.

Одни идут по пути упрощения оптимизационных расчетов, другие путём многоцелевой оптимизации, что встречает трудности при реализации таковых на реальных схемах электрических сетей.

Раскрытие неопределённости информации сводится к вариантному расчёту серии характерных режимов с различными значениями неизвестных параметров, то есть к перебору вариантов, что не является решением проблемы.

Подходы, применяемые иностранными учёными [21,31,32,34 – 38], основаны на использовании точной и полной информации о текущем состоянии сети и в принципе не рассматривают условия неопределённости.

Комплексное управление режимами СЭС по своей сути затруднительно, поскольку это связано с таким объектом управления, как СЭС предприятия, условия функционирования которого недостаточно изучены, а модель объекта

и цель управления слабо формализованы. Применение искусственной нейронной сети для достижения достаточной скорости принятия решений управления, при этом схожести эвристического алгоритма ИНС с мышлением человека (при достаточной эффективности обучения), дает нужное решение задачи в большинстве практически значимых случаев.

1.3. Характеристика устройств компенсации реактивной мощности

На современном этапе развития силовой энергетики разработано большое количество устройств, использующихся при регулировании уровней напряжений и потоков реактивной мощности, которые находят своё применение в сетях различных классов номинального напряжения различного назначения [38 – 51 и др.]. Рассматривая всю гамму технических средств, использующихся для управления режимами реактивной мощности, необходимо выделить наиболее приемлемые и эффективные компенсирующие устройства.

Основную функцию по регулированию напряжений и управлению потоками реактивной мощности в распределительных сетях напряжением 35 -110 кВ выполняют генераторы электрических станций и устройства РПН и ПБВ, установленные на ПС, то есть централизованно решается балансовая задача КРМ и задача регулирования напряжения.

Крупные промышленные потребители, подключаемые к ПС РСК, как правило, самостоятельно проводят мероприятия по КРМ. Они используют СД, участвующие в технологическом процессе [52], дополнительные конденсаторные установки [6], коммутируемые выключателями или встречно-параллельнотиристорными вентилями, тиристорно-реакторные группы (ТРГ), преобразователи с естественной или искусственной коммутацией [38, 43, 50, 51, 53,]. При наличии резко переменных нагрузок с набросами реактивной мощности в десятки и сотни Мвар применяются СТК, покрывающие такие пики [55, 50]. Кроме того, на промышленных предприятиях с электроприёмниками, ухудша-

ющими качество электрической энергии, применяются фильтрокомпенсирующие (ФКУ), симметрирующие и фильтросимметрирующие (ФСУ) устройства, снижающие уровень высших гармоник в сети и несимметрию напряжений и выполняющих КРМ.

Для сетей сверхвысоких классов напряжений рекомендуются СТК, СТАТКОМ, УШР, СК, асинхронизированные компенсаторы, управляемые УПК, а также устройства с комплексными функциями, управляющими как потоками мощности, так и параметрами сети – объединённые регуляторы потоков мощности [38,56 – 59]. Они призваны управлять большими потоками мощности и имеют соответственно значительные единичные мощности и стоимости. Их принято относить к активно-адаптивным элементам управления СЭС. Однако в приоритете для сетей сверхвысоких классов напряжений остаются устройства, ограничивающие уровни напряжений в узлах – ШР, УШР, УШРП, УШРТ и их различные варианты исполнения [60, 38, 56, 50], так как на первое место ставится надёжность и безаварийность работы таких сетей.

В распределительных сетях 35-110 кВ основными источниками реактивной мощности являются конденсаторные установки. Они могут быть нерегулируемыми и регулируемыми.

Так как не каждое ПП имеет в наличии постоянно работающие синхронные двигатели и не может располагать генерирующими мощностями (СГ), то целесообразно рассматривать эффективность установки новых компенсирующих устройств.

Концепция управления Smart Grid подразумевает использование наиболее прогрессивных устройств, выполняющих как продольную, так и поперечную компенсацию реактивной мощности [58].

Подробное описание устройств, используемых для управления потоками реактивной мощности, приводится в [11, 39, 40, 41, 43 – 45, 48,50,51, 53, 56 – 59, 61 – 63, и др.]. На основании рассмотренных работ множества авторов сформирована таблица 1.2, в которой показано разделение типов устройств КРМ по уровням номинального напряжения сетей.

Таблица 1.2 – Рекомендуемые технические средства КРМ в зависимости от уровня напряжения сети в России

| Уровень напряжения | Рекомендуемые типы оборудования | Источники |
|--------------------|---------------------------------|----------------------|
| 220 и выше | СТАТКОМ, СТК, | [41, 50, 43] |
| | УШР и БСК | [38, 50, 51] |
| | FACTS или ОРПМ | [56, 58] |
| | УПК и управляемые УПК | [56] |
| | СК | [40] |
| 110 кВ | СТАТКОМ, СТК, | [50, 43] |
| | УШР + БСК или ИРМ | [50] |
| | БСК | [43] |
| 0,4-35 кВ | СТК | [62,39, 50] |
| | СКРМ (ФКУ и ТРГ), | [43, 49, 50] |
| | СД | [42,60,13,39, 63] |
| | БК, КУ | [44,45,39, 52,42,43] |
| | УКТиН | [61] |

В России статические синхронные компенсаторы СТАТКОМ и СТК широко применяются для классов высокого и сверхвысокого напряжения, а их использование для классов среднего напряжения не наблюдается. Однако за рубежом уже существует положительная практика использования таких систем КРМ в [64]. Одним из таких примеров служит высокоэкономичный статический регулируемый компенсатор SVC PLUS компании Siemens, который является усовершенствованной версией СТАТКОМ, позволяющий увеличить динамическую стабильность и качество электроэнергии в сетях различного напряжения (таблица 1.3).

Таблица 1.3 – Рекомендуемые типы SVC PLUS

| Реактивная мощность, МВар | Уровень напряжения, кВ | | | | |
|------------------------------|------------------------|----|-----|-----|------------|
| | 8 | 11 | 14 | 36 | 110 и выше |
| 25 | S | M | L | C | S, M, L, C |
| 35 | | | L | C | S, M, L, C |
| 50 | | | | | |
| 100 | | | 2×L | | |
| 200 | | | 4×L | 2×C | 4×L, 2×C |
| 400 | | | | | 4×C |

SVC обеспечивает такие эксплуатационные преимущества, как минимальное техническое обслуживание, стабилизация сети, и высокая динамичность за счет очень короткого времени срабатывания. Благодаря резервированию силовых модулей, достигается очень высокая эксплуатационная готовность системы.

SVC PLUS обладает рядом преимуществ:

- повышение динамической стабильности систем передачи;
- повышение качества энергии, снижение риска падения напряжения и отключения электропитания;
- высокоэффективное снижение колебаний частоты в промышленности;
- низкая генерация гармоник и низкий уровень шума, благодаря использованию технологии MMC (модульного многоуровневого конвертера);
- минимальный объем работ по проектированию, благодаря стандартизированной компонентной конструкции;
- быстрое, эффективное, модульное и экономически выгодное решение.

SVC PLUS может быть адаптирован к индивидуальным характеристикам реактивной мощности: три стандартные конфигурации SVC PLUS S (+/-

25 МВАр), SVC PLUS M (+/-35 МВАр), SVC PLUS L (+/-50 МВАр) и SVC PLUS C (+/-100 МВАр) поставляются как решения контейнерного типа. До четырех таких блоков может быть объединено в одну систему и работать в полностью параллельном режиме. Решения без трансформаторов возможны до 36 кВ. Для более высоких напряжений системы используются стандартные трансформаторы переменного тока. Эта уникальная модульная конструкция делает SVC PLUS высокоадаптивным решением с прекрасными рабочими характеристиками и высокой экономической эффективностью.

Таким образом, такая модульная конструкция становится высокоадаптивным решением с необходимыми рабочими характеристиками и высокой экономической эффективностью для установки УКРМ на стороне 10 кВ, что в совокупности с управлением РПН трансформаторов на ГПП, позволит Автоматизировать управление потоками реактивной мощности в СЭС предприятия

1.3. Обоснование автоматизации управления потоками реактивной мощности

Управление режимами функционирования СЭС делится на автоматическое и оперативное. Оба временных разреза управления характеризуются недостаточной информационной обеспеченностью, несовершенством методов обработки информации и выработки решений, ограниченным временем для формирования управляющих воздействий. Развитие математических методов и средств вычислительной техники, использование микропроцессоров и их совершенствование позволяют в значительной степени снять ограничения на качество управления режимами СЭС. В практике управления СЭС возможен качественно новый подход к принятию решения – от условий наихудшего, самого тяжелого случая к формированию оптимальных управляющих воздействий, соответствующих характеру возмущения в темпе процесса, к адаптации системы управления к текущему режиму.

Решению этих задач содействует интеграция систем управления, как объектная, так и функциональная на единой технической и в значительной мере информационной и модельно-программной основе [65]. Можно говорить о взаимосвязях, в том числе информационных, автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ), автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) объектов, автоматизированных систем коммерческого и технического учета электроэнергии (АСКУЭ), систем защиты, управления и контроля, средств управления в нормальных и аварийных режимах и т.д. По существу, можно говорить о наложении на электрическую сеть СЭС информационной сети с интеллектуальными узлами, в которых осуществляется обработка информации и принятие локальных решений. Основу информационной сети в задачах оперативного управления режимами СЭС в реальном времени составляют телеметрические измерения перетоков мощности, уровней напряжения в узлах и телесигналы о состоянии основного оборудования СЭС. Именно цикл их обновления определяет темп обработки информации.

В связи с этим, одним из эффективных путей экономии электроэнергии является внедрение на промышленных предприятиях современных автоматизированных систем контроля, учета и управления электропотреблением (АСКУЭ). На многих предприятиях уже установлены такие системы. Следует обратить внимание, что АСКУЭ этих предприятий работает далеко не на пределе своих технических и информационных возможностей. Прежде всего, это связано с тем, что АСКУЭ используются в основном для коммерческих расчетов с энергоснабжающей организацией, а также для соблюдения заявленного максимума активной мощности, лимит которой, даже при наличии АСКУЭ, может необоснованно превышать. Кроме того, затруднен доступ к базам данных АСКУЭ в силу субъективных и объективных причин, которые напрямую связаны либо с «коммерческой тайной» предприятия, либо счетчики электроэнергии способны измерять только активную и реактивную энергию. Показатели качества электроэнергии, как правило, не фиксируются у потребителя. Такие

АСКУЭ принято называть АСКУЭ пассивного типа [66]. Здесь явно выражен приоритет сбора информации о свершившихся событиях в СЭС и отсутствует механизм влияния на них. Для того чтобы АСКУЭ играла активную роль в процессе электроснабжения, алгоритм ее работы, кроме сбора информации, должен либо включать управляющие воздействия на этот процесс для потребителя, либо информировать потребителя и поставщика электроэнергии о принятом решении с указанием причин [67]. Такая реализация активной АСКУЭ является интегральным вариантом, при котором технологический комплекс решает экономические задачи и выполняет функции АСУ ТП.

Таким образом, АСКУЭ используется как инструмент управления электропотреблением, а не как средство для управления режимами СЭС. Необходимо иметь ввиду эту неучтенную особенность, на основании чего можно выявить следующие свойства АСКУЭ [68, 69, 70, 66], характерные для применения данной системы исключительно в области управления режимами СЭС:

1) идентификационные свойства – однозначное определение режимов и параметров режимов работы объекта и элементов системы в любой момент времени; другими словами – это наглядное представление картины электропотребления каждого подразделения предприятия и мгновенных значений параметров режима в контрольных точках, максимально приближенных к реальному времени (желательно с большой частотой снятия показаний со счетчиков, т. е. как 30-минутных максимумов нагрузки, так и на меньших интервалах времени);

2) управляющие свойства – принятие решений и формирование управляющих воздействий на элементы системы в различных режимах по заданным алгоритмам при сочетании централизованного и местного управления исполнительными устройствами электроустановок (трансформаторов с РПН на ГПП, компенсирующих устройств) и наличии избирательности.

В качестве элементов АСКУЭ сейчас выступают различные микропроцессорные средства (электронные счетчики – фундамент АСКУЭ) с достаточно большим объемом функций. Например, у счетчиков ЕвроАльфа [71]

имеются следующие основные возможности, которые можно использовать при управлении режимами СЭС:

а) измерение активной и реактивной энергии и мощности в двух направлениях;

б) измерение (вычисление) и отображение напряжения и тока пофазно, частоты сети, коэффициента мощности, фазных углов тока и напряжения.

Проблема управления режимами СЭС с помощью АСКУЭ на сегодняшний день не нова. Ранее, еще в 70-е – 80-е годы XX века, существовали «предки» АСКУЭ – различные регистраторы и приборы для измерения параметров режима СЭС, однако их показания не были согласованы между собой и решения принимались на локальном уровне. Трансформаторы тока и напряжения также использовались при этом, они применяются и сейчас для подключения электронных счетчиков и служат в качестве датчиков на низшем уровне АСКУЭ.

Итак, АСКУЭ должна работать как человеко-машинная система, сочетающая использование эффективных современных средств вычислительной техники с деятельностью человека-инженера, роль которого заключается в принятии окончательного решения по заданию экономичного режима работы СЭС предприятия в масштабе реального времени как в ручном, так и в диалоговом режимах.

В связи с проблемами по извлечению информации о режимах СЭС предприятий, в данном подразделе выявлена лишь возможность использования АСКУЭ в качестве информационной базы для управления режимами СЭС, но не более того. Поэтому в дальнейшем этот вопрос будет затрагиваться лишь с данной позиции.

Выводы

1. Согласно нормативно правовым документам потребитель обязан обеспечить функционирование средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности, установленных в границах его балансовой принадлежности, для поддержания значений показателей качества электрической энергии, обусловленные работой его энергопринимающих устройств, а так же соблюдать значения соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств), использовать приборы учета, позволяющие учитывать реактивную мощность и измеряющие почасовые объемы потребления (производства) реактивной мощности, поддерживать в надлежащем техническом состоянии принадлежащие ему устройства, обеспечивающие регулирование реактивной мощности, а также иные устройства, необходимые для поддержания требуемых параметров надежности и качества электрической энергии. Поставщик электроэнергии в праве ограничить потребителя за невыполнение всего вышесказанного.

2. Управление потоками реактивной мощности (УПРМ) возможно путем компенсации реактивной мощности (КРМ). Решению задачи КРМ посвящены работы многих ученых, в своих трудах они раскрыли подходы, основанные как на детерминированном задании исходной информации, так и на вероятностном, обозначили проблему КРМ как многокритериальную, которую можно решить, оптимизируя целевую функцию либо по одному параметру, либо по нескольким. В работах последних лет при частных решениях задачи КРМ активно применяются эволюционные методы: генетические алгоритмы и искусственные нейронные сети, теория нечетких множеств и нечеткая логика в совокупности с ситуационным управлением.

3. Стремление в перспективе перейти к активно-адаптивному управлению требует повышения качества управления потоками РМ и, как следствие,

определяет необходимость поиска новых принципов и подходов к их управлению.

4. Как правило, УПРМ осуществляется в распределительных сетях, есть работы, посвященные СЭС, но их мало и в них не применялись активно – адаптивные элементы и как такого управления не было.

5. Исходя из зарубежного опыта, установка СТАТКОМ на СН ПП, без необходимости затрат на дополнительные трансформаторы в комплектации СТАТКОМ, становится высокоадаптивным решением с необходимыми рабочими характеристиками и высокой экономической эффективностью для установки УКРМ на стороне 10 кВ. Что, в совокупности с управлением РПН трансформаторов на ГПП, позволит автоматизировать управление потоками реактивной мощности в СЭС предприятия.

6. Для успешной автоматизации УПРМ СЭС ПП АСКУЭ должна работать как человеко-машинная система, сочетающая использование эффективных современных средств вычислительной техники с деятельностью человека-инженера, роль которого заключается в принятии окончательного решения по заданию экономичного режима работы СЭС предприятия в масштабе реального времени как в ручном, так и в диалоговом режимах. Применение искусственной нейронной сети для достижения достаточной скорости принятия решений управления, при этом схожести эвристического алгоритма ИНС с мышлением человека (при достаточной эффективности обучения), дает нужное решение задачи УПРМ в большинстве практически значимых случаев.

Глава 2. СОЗДАНИЕ АДАПТИВНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПОТОКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НА ГРАНИЦЕ БАЛАНСОВОЙ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ

2.1. Параметры модели адаптивного управления потоками реактивной мощности.

Для моделирования адаптивного управления потоками реактивной мощности и уровнями напряжения в электрической сети требуются следующие исходные данные:

- а) схема замещения электрической сети системы электроснабжения промышленного предприятия с указанием значений активных и реактивных сопротивлений линий, асинхронных двигателей, трансформаторов, СТАТКОМ;
- б) диапазоны регулирования реактивной СТАТКОМ; диапазоны регулирования коэффициентов трансформации трансформаторов РПН
- в) пределы допустимых изменений напряжения во всех узлах электрической сети.

2.2. Структура системы управления.

Создать модель адаптивного управления, с физическими параметрами элементов схемы замещения электрической сети системы электроснабжения промышленного предприятия адекватными реальным объектам, позволят программный комплекс Matlab. Кроме того, в Simulink Matlab достаточно просто совместить информационную сеть с электротехнической при этом предоставив управление искусственной нейронной сети, но в силу учета особенностей блоков моделей FACTS, реализованных в программном комплексе Simulink

Matlab, необходима обработка выходных значений нейронной сети для корректной интерпретации блоками сигналов управления ИНС.

На рисунке 2.1 представлена структура системы управления для которой входными параметрами, являются значения трех фаз напряжения на границе балансовой принадлежности ($U_{вн}$). Кроме того, для создания адаптивной модели поведения ИНС необходимо иметь обратную связь с объектом управления, а именно с тремя фазами напряжений в каждой контрольной точке электроснабжения предприятия ($U_{ин}$).

Прежде чем передать сигналы управления от ИНС на активно-адаптивные элементы модели, необходимо обработать выходной сигнал для корректной работы блоков имитационной модели:

- задать задержку во времени приблизительно в 0,5 сек для предотвращения возникновения резонансов и усугубления переходных процессов в контуре среднего напряжения и успешного управления СТАТКОМ;
- блок ТРДН с РПН имеет ограничения в логике при использовании управления им из вне, кроме того у РПН существует физическая задержка, обоснованная скоростью переключения между отпайками приблизительно равной 3 сек. Недостаток внешней управляющей логики в РПН в том, что при наличии двух входных сигналов Вверх и Вниз, отпайка меняется только тогда когда значение входного сигнала изменяется с 0 на 1 (с учетом физического ограничения в 3 сек, заданное в параметрах блока (глава 3)). Поэтому в дополнительном контуре перед ТРДН находится блок обработки сигналов, который сравнивает текущее состояние РПН и то, которое необходимо принять по команде ИНС, затем подает сигнал на вход управления РПН для переключения на отпайку выше или ниже. Процесс повторяется до тех пор, пока РПН не примет значение необходимое ИНС.

После задержки в 0,5 сек задается эталонное напряжение (V_{ref}) необходимое ИНС для успешного управления СТАТКОМ. Кроме схемы управления представленной на рисунке 2.1. СТАТКОМ имеет свою собственную логику.

На рисунке 2.2. показана однолинейная схема СТАТКОМ и его упрощенная схема управления.

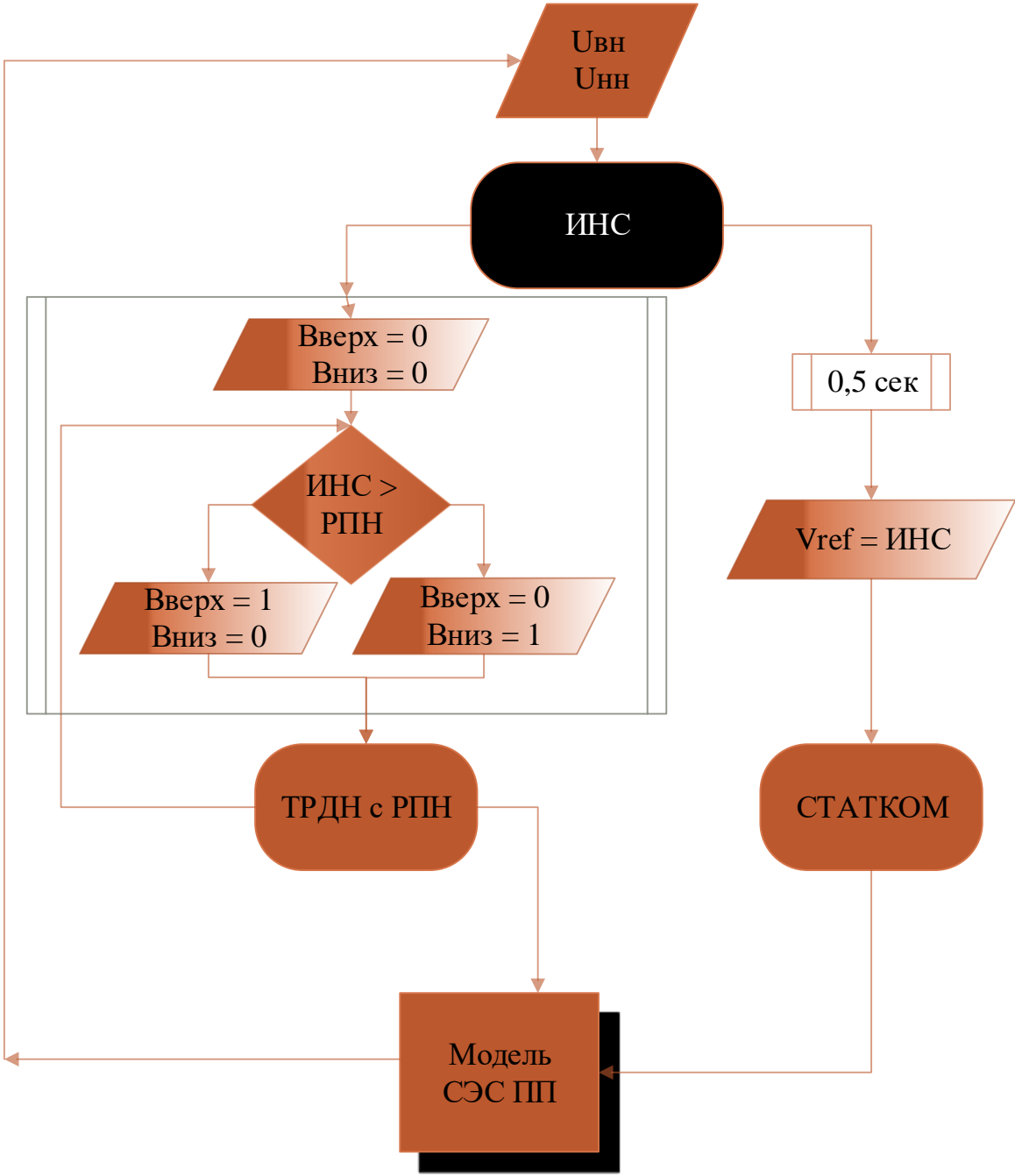


Рисунок 2.1 – Структура системы управления

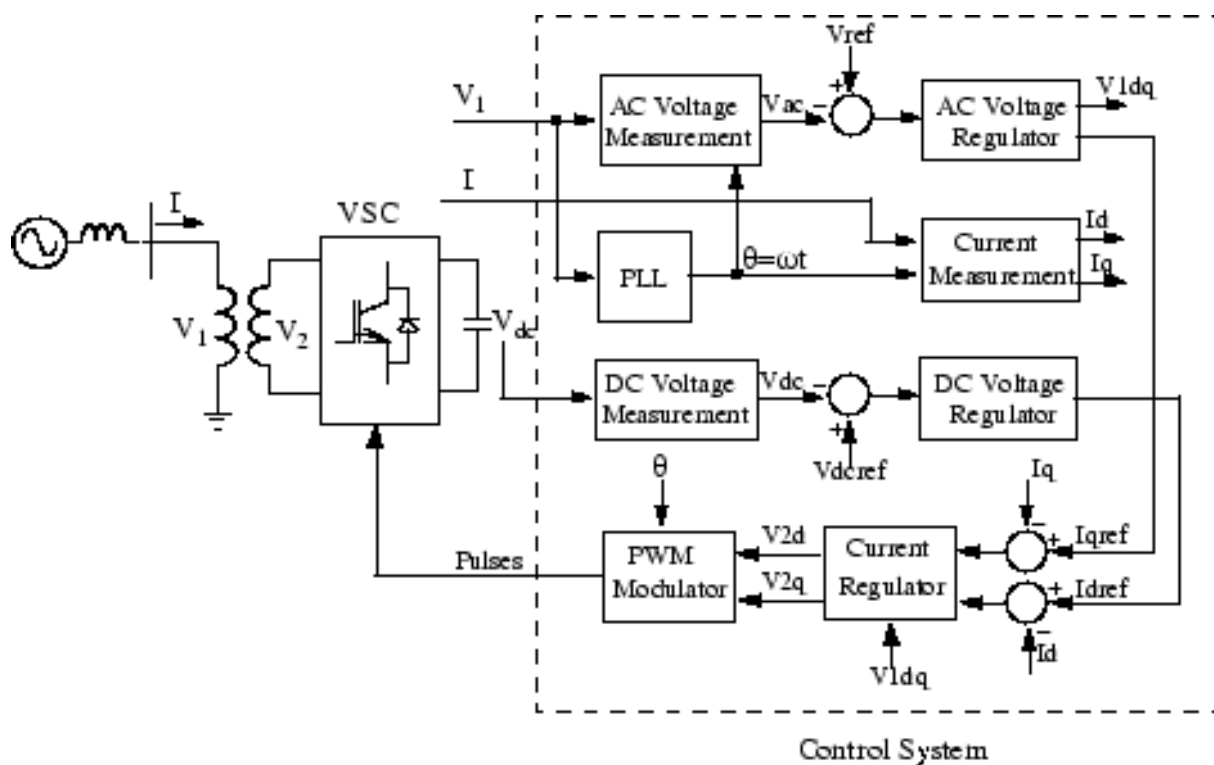


Рисунок 2.2 – Схема управления СТАТКОМ

Элементами схемы управления СТАТКОМ являются:

- фазовая автоподстройка частоты (PLL) которая синхронизируется по прямой последовательности входного напряжения V_1 . Выходное значение (градус $\theta = \omega t$) используется для вычислений продольной и поперечной составляющей переменного тока и напряжения (обозначены на рис V_d , V_q и I_d , I_q)
- измерительные системы измеряющие продольную и поперечную составляющие переменной цепи по прямой последовательности, которой схема и управляет, а так же и напряжение цепи постоянного тока V_{dc} .
- внешний контур регулирования состоящий из регуляторов постоянного и переменного напряжения. Выход регулятора переменного напряжения — это эталонный ток I_{qref} для регулятора тока (I_q — поперечный напряжению ток, регулирующий поток реактивной мощности). Выход регулятора постоянно напряжения — это эталонный ток I_{dref} для регулятора тока (I_d — совпадающий по фазе с напряжением ток, регулирующий поток активной мощности).

- внутренний контур состоит из регулятора тока. Он управляет амплитудой и фазой напряжения (V_{2d} V_{2q}), генерируемого преобразователем с широтно-импульсной модуляцией (PWM) из I_{dref} и I_{qref} эталонных токов созданных с помощью регуляторов постоянного и переменного напряжения соответственно. Регулятор тока при содействии с регулятором с прямой связью, который предсказывает выходное напряжение V_2 (V_{2d} V_{2q}) из измерений V_1 (V_{1d} V_{1q}) и реактивного сопротивления утечки трансформатора.

Таким образом, синтезированная структура системы управления позволяет ИНС оперативно реагировать на изменения на границе балансовой принадлежности и подстраивать под них активно-адаптивные элементы с учетом всех вышеописанных ограничений.

2.3. Особенности нейронных сетей для адаптивного управления потоками реактивной мощности

Существующие методы прогнозирования электрической нагрузки и надежности элементов электроэнергетической системы не могут работать с «зашумленными» или неполными данными, в то время как в реальной жизни зачастую приходится иметь дело именно с такой информацией. Поэтому необходимы новые подходы и методы для прогнозирования электрической надежности электрооборудования и электрической нагрузки, которые бы могли учитывать данные различного рода, работать с неточными, неполными входными данными. Одним из таких новых, развивающихся подходов является метод, основанный на нечеткой логике и искусственных нейронных сетях.

Особенность применения нейронных сетей связана с тем, что они используют механизм обучения. Пользователь нейронной сети подбирает представительные данные, а затем запускает алгоритм обучения, который автоматически настраивает параметры сети. При этом от пользователя, конечно, требуется какой-то набор эвристических знаний о том, как следует отбирать и

подготавливать данные, выбирать нужную архитектуру сети и интерпретировать результаты [72 – 74].

Структура нейронных сетей тесно связана с используемыми алгоритмами обучения. В общем случае можно выделить три фундаментальных класса нейросетевых архитектур, широко применяемых для надежного и эффективного управления.

2.3.1 Однослойные сети прямого распространения.

В однослойной нейронной сети нейроны располагаются по слоям. В простейшем случае в такой сети существует входной слой источника, информация от которого передается на выходной слой нейронов, но не наоборот. Такая сеть называется сетью прямого распространения или ациклической сетью.

На рисунке 2.3 показана структура такой сети для случая четырех узлов в каждом из слоев (входном и выходном). Такая нейронная сеть называется однослойной, при этом под единственным слоем подразумевается слой вычислительных элементов (нейронов).

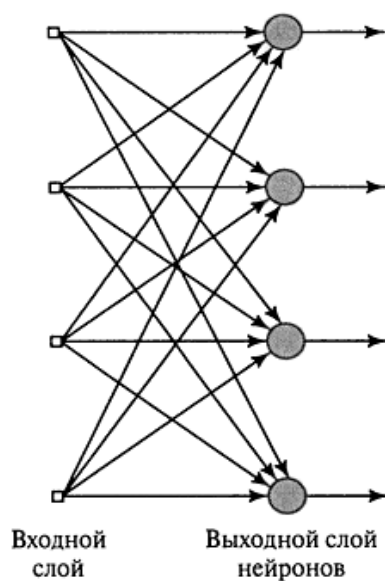


Рисунок 2.3 – ИНС прямого распространения с одним слоем

При подсчете числа слоев не принимаются во внимание узлы источника, так как они не выполняют вычислений. Для каждого нейрона сети помимо синаптических связей с элементами входного вектора настраивается связь с фиктивным единичным входом (коэффициент смещения).

Так как выходные переменные могут принимать как бинарные, так и аналоговые значения, выбор вида активационных функций ограничен только областью допустимых значений выходных сигналов, принятой для нормализации.

2.3.2 Многослойные сети прямого распространения.

Другой класс нейронных сетей прямого распространения характеризуется наличием одного или нескольких скрытых слоев, узлы которых называются скрытыми нейронами или скрытыми элементами. Функция последних заключается в посредничестве между внешним входным сигналом и выходом нейронной сети. Добавляя один или несколько скрытых слоев, мы можем выделить статистики высокого порядка. Такая сеть позволяет выделять глобальные свойства данных с помощью локальных соединений за счет наличия дополнительных синаптических связей и повышения уровня взаимодействия нейронов. Способность скрытых нейронов выделять статистические зависимости высокого порядка особенно существенна, когда размер входного слоя достаточно велик.

Узлы источника входного слоя сети формируют соответствующие элементы шаблона активации (входной вектор), которые составляют входной сигнал, поступающий на нейроны (вычислительные элементы) второго слоя (т.е. первого скрытого слоя). Выходные сигналы второго слоя используются в качестве входных для третьего слоя и т.д. Обычно выходные сигналы нейронов предыдущего слоя используют в качестве входных сигналов. Набор выходных

сигналов нейронов выходного (последнего) слоя сети определяет общий отклик сети на данный входной образ, сформированный узлами источника входного (первого) слоя.

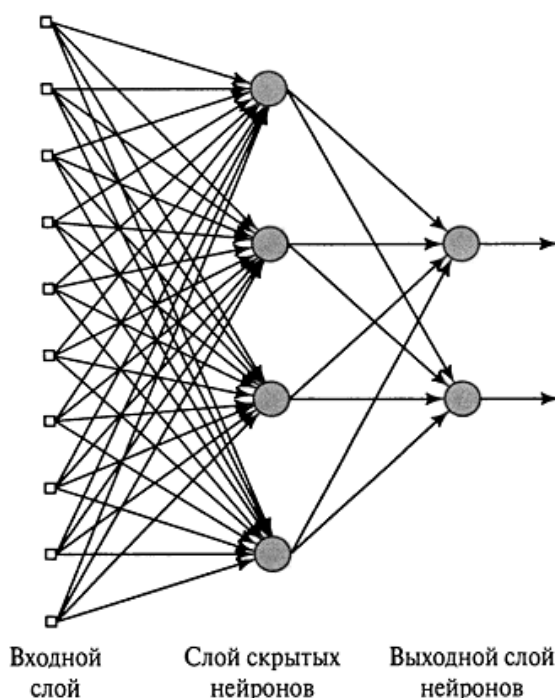


Рисунок 2.4 – Полносвязная нейронная сеть прямого распространения с одним скрытым и одним выходным слоем

Сеть, показанная на рисунке 2.4, называется сетью 10-4-2, так как она имеет 10 входных, 4 скрытых и 2 выходных нейрона. В общем случае сеть прямого распространения с m входами, h_1 нейронами первого скрытого слоя, h_2 нейронами второго скрытого слоя и q нейронами выходного слоя называется сетью $m-h_1-h_2-q$. Нейронная сеть, показанная на рисунке 2.4, считается полносвязной в том смысле, что все узлы каждого конкретного слоя соединены со всеми узлами смежных слоев. Если некоторые из синаптических связей отсутствуют, такая сеть называется неполносвязной.

2.3.3. Рекуррентные сети.

Рекуррентная нейронная сеть отличается от сети прямого распространения наличием, по крайней мере, одной обратной связи. Например, рекуррентная сеть может состоять из единственного слоя нейронов, каждый из которых направляет свой выходной сигнал на входы всех остальных нейронов слоя.

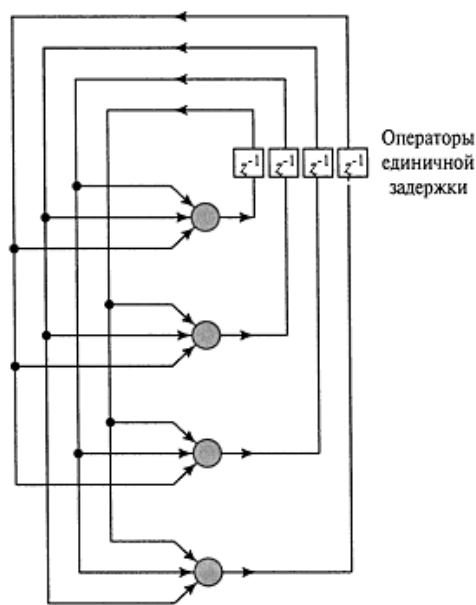


Рисунок 2.5 – Рекуррентная ИНС прямого распространения с одним скрытым и одним выходным слоем

Архитектура такой нейронной сети показана на рисунке 2.5. В приведенной структуре отсутствуют обратные связи нейронов с самими собой. Рекуррентная сеть, показанная на рисунке 2.5, не имеет скрытых нейронов.

На рисунке 2.6 показан другой класс рекуррентных сетей со скрытыми нейронами. Здесь обратные связи исходят как из скрытых, так и из выходных нейронов.

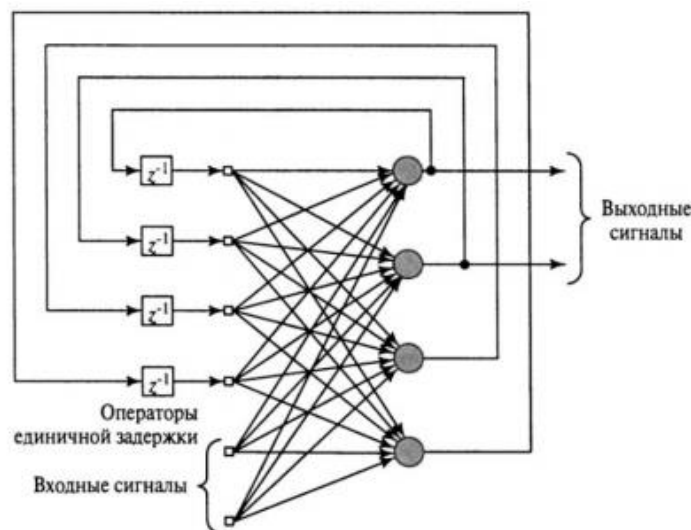


Рисунок 2.6 – Рекуррентная нейронная сеть без скрытых нейронов и обратных связей нейронов с самими собой

Наличие обратных связей в сетях, показанных на рисунках 2.5 и 2.6, оказывает непосредственное влияние на способность таких сетей к обучению и на их производительность. Более того, обратная связь подразумевает использование элементов единичной задержки (они обозначены как z^{-1}), что приводит к нелинейному динамическому поведению, если, конечно, в сети содержатся нелинейные нейроны [75].

2.4. Численно – математическая модель на основе ИНС для адаптивного управления потоками реактивной мощности

Нейронная сеть прямого распространения (НСПР) – нейросетевая архитектура, состоящая из следующих друг за другом слоёв нейронов; в качестве входов каждый последующий слой использует выходы предыдущего слоя (обычно называемого *скрытым слоем*) за исключением *входного слоя*, непосредственно принимающего входные сигналы [76]. Основная функция скрытых слоёв – выделение статистики высокого порядка. Обучение нейронных сетей прямого распространения – это процесс определения значений весов сети на основе примеров, образующих *обучающее множество* для сети с n входами

и m выходами, состоит из N вход-выходных значений – *обучающих примеров*.

Структура обучающего множества имеет вид:

$$\langle \tilde{X}, \tilde{Y} \rangle = \{(\tilde{x}_i, \tilde{y}_i)\}_{i=\overline{1, N}}, \quad (2.1)$$

где $x_i \in \mathbb{R}^n$ – входной вектор из i -го примера;

$y_i \in \mathbb{R}^m$ – вектор ожидаемых значений (указаний учителя).

Степень близости вектора-ответа сети y_i на i -м примере и соответствующего вектора указаний учителя \tilde{y}_i при текущем векторе весов нейронной сети $w \in \mathbb{R}^W$, где W – количество весовых коэффициентов НСПР, характеризуется мгновенным функционалом качества [77]:

$$Q_i = Q(\varepsilon_i(w)) = \varepsilon_i^T(w) \cdot V \cdot \varepsilon_i(w), \quad (2.2)$$

где $\varepsilon_i(w) = y_i(w) - \tilde{y}_i \in \mathbb{R}^m$ – вектор отклонений выходов сети от указаний учителя;

$V \in \mathbb{R}^{m \times m}$ – положительно определённая матрица, задающая взвешенную норму вектора $\varepsilon_i(w)$. Обычно V – единичная матрица, что сводит функционал к евклидовой норме вектора отклонений

$$\begin{aligned} Q(\varepsilon_i(w)) &= \varepsilon_i^T(w) \varepsilon_i(w) = \\ &= (y_i(w) - \tilde{y}_i)^T (y_i(w) - \tilde{y}_i) = \sum_{j=1}^m (y_i(w) - \tilde{y}_i)^2, \end{aligned} \quad (2.3)$$

Степень соответствия сети данным из обучающего множества задаётся интегральным функционалом качества обучения [77]

$$E(w) = \sum_{i=1}^N Q_i(w) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^m (y_i(w) - \tilde{y}_i)^2, \quad (2.4)$$

Для случая с одним выходом ($m=1$) и с учётом его обозначения как $F(x, w)$ функционал принимает следующий вид:

$$E(w) = \sum_{i=1}^N Q_i(w) = \sum_{i=1}^N (y_i(w) - \tilde{y}_i)^2 = \sum_{i=1}^N (F(x_i, w) - \tilde{y}_i)^2, \quad (2.5)$$

Цель обучения НСПР – определение такого вектора весов w^* , чтобы функционал (5) принимал минимальное значение, что превращает процесс обучения сети в решение задачи безусловной оптимизации

$$w^* = \arg \min_{w \in R^W} E(w), \quad (2.6)$$

Многовыходная нейронная сеть с m выходами может быть заменена совокупностью m одновыходных сетей, что позволяет без ограничения общности рассмотреть методы обучения лишь для случая сетей с $m = 1$.

Для решения (2.6) существует множество методов. Одним из популярных методов можно выделить *метод обратного распространения ошибки*. Несмотря на широкое применение, его главные недостатки – медленная сходимость и негативное влияние локальных минимумов поверхности $E(w)$ [78]. Существуют методы, которые не обладают этими недостатками, среди которых известен метод Левенберга-Марквардта.

Для устранения указанных недостатков обычно используется информация высокого порядка об $E(w)$. В рамках квадратичной аппроксимации ошибки в окрестности точки w имеет вид

$$E(w + \Delta w) \approx E(w) + \nabla E(w) \Delta w + \frac{1}{2} \Delta w^T \nabla^2 E(w) \Delta w, \quad (2.7)$$

На основе квадратичной аппроксимации разработаны широко известные методы Гаусса-Ньютона и Левенберга-Марквардта (ЛМ-метод), которые сводят задачу (2.6) для (2.7) к уравнению

$$\nabla E(w) + \nabla^2 E(w) \Delta w = 0, \quad (2.8)$$

При этом

$$\nabla E(w) = \frac{\partial \varepsilon(w)}{\partial w} \cdot \varepsilon(w) = \frac{\partial (y(w) - \tilde{y})}{\partial w} \cdot \varepsilon(w) = \frac{\partial F(x, w)}{\partial w} \cdot \varepsilon(w), \quad (2.9)$$

$$\nabla^2 E(w) = \left(\frac{\partial \varepsilon(w)}{\partial w} \right)^T \cdot \frac{\partial \varepsilon(w)}{\partial w} + \sum_{i=1}^N \varepsilon(w) \nabla^2 \varepsilon(w), \quad (2.10)$$

Ключевое различие между ними – подход к вычислению матрицы Гессе $\nabla^2 E(w)$. Если представить (2.10) в виде

$$H = J^T J + S, \quad (2.11)$$

где S – информация о вторых производных, то для метода Гаусса-Ньютона $S = 0$, в то время как в ЛМ-методе S аппроксимируется эвристическими правилами.

Исходя из (2.8–11), метод Левенберга-Марквардта заключается в решении уравнения относительно $\Delta(w)$

$$(J^T J + \lambda I) \Delta(w) = -J^T \varepsilon(w), \quad (2.12)$$

или в другой интерпретации

$$(J^T J + \lambda I) \delta = J^T \tilde{\varepsilon}(w),$$

$$\tilde{\varepsilon}(w) = -\varepsilon(w) = \tilde{y} - y(w), \quad (2.13)$$

где λ – коэффициент затухания Левенберга;

δ – вектор, состоящий из величин приращения весов.

Найденный вектор δ позволяет изменить вектор весов w . Элементы вектора w обычно упорядочиваются сначала по слою, затем по нейронам, и, наконец, по весу каждого нейрона и его смещению.

Параметр λ задаётся изначально и определяет поведение алгоритма, делая его более похожим на градиентный метод или метод Гаусса-Ньютона. В самом начале обучения, когда функция $F(x, w)$ подобрана грубо, удобно использовать метод наискорейшего спуска, поэтому λ выбирается относительно большим. По мере уточнения коэффициентов w более эффективным становится метод Гаусса-Ньютона (при этом λ становится малой величиной; при $\lambda = 0$ метод вырождается в метод Гаусса-Ньютона). Так ЛМ-метод реализует адаптивную модель перехода между классами методов с явной аппроксимацией S и без неё.

В классическом методе Гаусса-Ньютона требуется невырожденность матрицы H . Для гарантированного обращения H К. Левенберг предложил подправлять элементы главной диагонали, путём добавления к ней матрицы λI , где I – единичная матрица).

После того, как при заданном λ вектор δ будет вычислен, необходимо принять решение о принятии модификации или её отклонения. Для этого необходимо рассчитать $E(w + \delta)$ и сравнить полученное значение с $E(w)$. Если $E(w + \delta) \leq E$, то необходимо уменьшить λ и изменить веса $w + \delta$, иначе λ увеличивается и метод применяется заново для нового λ .

Для настройки величины λ часто используется вспомогательная величина ν , (обычно $\nu = 10$). Если λ необходимо увеличить, то λ умножается на ν , иначе – делится. Умножение повторяется до тех пор, пока $E(w + \delta) > E(w)$. Как только выполняется неравенство $E(w + \delta) \leq E(w)$, считается, что *один обучающий цикл* (эпоха) нейросети завершился.

В результате процедура, реализующая обучающий цикл НСПР, имеет вид [79]:

- 1) Построить матрицу Якоби J ;
- 2) Рассчитать градиент ошибки $g = J^T \tilde{\varepsilon}(w)$;
- 3) Рассчитать приближенную матрицу Гессе с помощью матрицы Якоби $H^* = J^T J$;
- 4) Решить уравнение $(H^* + \lambda I)\delta = g$ относительно неизвестного вектора δ ;
- 5) Вычислить $E(w + \delta)$;
- 6) Если $E(w + \delta) > E(w)$, то $\lambda := \nu \lambda$ и перейти на шаг 4, иначе $\lambda := \frac{\lambda}{\nu}$, $E(w) := E(w + \delta)$ и закончить цикл обучения.

Одним из дополнительных критериев останова в ЛМ-методе является то, что λ становится слишком большим.

К недостаткам ЛМ-метода относят:

- 1) высокую чувствительность к начальным значениям весовых коэффициентов;
- 2) за счёт использования данных из всей выборки возможно переобучение шума [79];

3) высокая вычислительная сложность, под которой подразумевается большая длительность вычислений при большом количестве обучающих примеров N и/или весовых коэффициентов W .

Для решения проблем ЛМ-метода существуют следующие подходы:

1) *Модификации*. Для увеличения сходимости к оптимальному решению предложены модификации различной сложности (примеры: настройка параметра $\lambda = 0.01\tilde{\epsilon}(w)^T \tilde{\epsilon}(w)$ [80], использование геодезического ускорения [81], включение в метод регуляризации Байеса [82] и др.);

2) *Оптимизация вычислительного процесса*, направленная на сокращение времени вычислений одной эпохи;

3) *Распараллеливание* – процесс, который непосредственно не влияет на вычислительную сложность, но позволяет более эффективно использовать ресурсы компьютера.

2.5. Автоматизация и программная реализация обучения нейросети.

Искусственные нейронные сети в Matlab представляют новое направление в практике создания технических систем. Возможности нейронных сетей выполнять операции сравнения по образцу и классификации объектов, недоступные для традиционной математики, позволяют создавать искусственные системы для решения задач распознавания образов, диагностики заболеваний, автоматического анализа документов и многих других нетрадиционных приложений.

До создания искусственной нейронной сети необходимо подготовить обучающую выборку, при этом она должна полно и разносторонне представлять описываемый феномен, включать в себя различные возможные ситуации. Хорошо, когда данных много, но это само по себе тоже не всегда помогает.

Для формирования обучающей выборки ИНС, подготовлен зацикленный Matlab–скрипт,

```
i=1;  
  
while i ~= 300
```

в котором случайным образом генерируются и записываются в вектор выходных значений i -ого шага:

1) позиция РПН от -9 до 9 – Tap

```
point = rand;  
  
if point > 0.5  
  
    Tap = round(rand*10)-1;  
  
else Tap = -1*(round(rand*10)-1);  
  
end  
  
Bixodi(i,1) = [Tap];
```

2) необходимое на низкой стороне ГПП(10кВ) напряжение – Vref

```
point = rand;  
  
if point > 0.5  
  
    Vref = 1+rand/2;  
  
else Vref = 1-rand/2;  
  
end  
  
Bixodi(i,2) = [Vref];
```

3) напряжение на границе балансовой принадлежности – U_v

```

point = rand;

if point > 0.5

    Uv = 1+rand/2;

else Uv = 1-rand/2;

end

```

По завершении симуляции имитационной модели (представленной в главе 3) подготавливается вектор входных значений i -ого шага цикла,

```

sim('C:\Diss\cex_4new.slx')

Uvn(1,:)=[Uvn_(length(Uvn_),1), Uvn_(length(Uvn_),2), Uvn_(length(Uvn_),3)];
Unn(1,:)=[Unn_1(length(Unn_1),1), Unn_1(length(Unn_1),2), Unn_1(length(Unn_1),3)];
Unn(2,:)=[Unn_2(length(Unn_2),1), Unn_2(length(Unn_2),2), Unn_2(length(Unn_2),3)];
Unn(3,:)=[Unn_3(length(Unn_3),1), Unn_3(length(Unn_3),2), Unn_3(length(Unn_3),3)];
Unn(4,:)=[Unn_4(length(Unn_4),1), Unn_4(length(Unn_4),2), Unn_4(length(Unn_4),3)];
Unn(5,:)=[Unn_5(length(Unn_5),1), Unn_5(length(Unn_5),2), Unn_5(length(Unn_5),3)];
Unn(6,:)=[Unn_6(length(Unn_6),1), Unn_6(length(Unn_6),2), Unn_6(length(Unn_6),3)];
Unn(7,:)=[Unn_7(length(Unn_7),1), Unn_7(length(Unn_7),2), Unn_7(length(Unn_7),3)];

```

выполняется проверка корректного управления, а именно:

- отклонение напряжения на стороне 0.4кВ не выходит за рамки допустимого ГОСТ
- коэффициент мощности не более 0.4

```

if (abs(Unn-380) <= (380*0.05))&&(tg_fi < 0.4)

Bxodi(i,:)=[Uvn(1,:),Unn(1,:),Unn(2,:),Unn(3,:),Unn(4,:),Unn(5,:),Unn(6,:),Unn(7,:)];

    i = i+1;

    disp(i);

```

при корректном управлении моделью векторы i -ого шага сохраняются в 2 массива «ВХОД» и «ВЫХОД».

```
        save('MCorr.mat');  
  
    end  
  
end
```

Цикл повторяется пока, обучающая выборка не составит 300 примеров корректного управления.

Реализовано обучение ИНС на алгоритме Левенберга-Марквардта, предназначенном для оптимизации параметров нелинейных регрессионных моделей. Предполагается, что в качестве критерия оптимизации используется среднеквадратичная ошибка модели на обучающей выборке.

Для того, чтобы контролировать обобщающие способности модели – все данные разделены на три выборки Train, Test, Validation в соотношении 70%: 15%: 15%. Обучение происходило на Train, периодически проверяя качество модели на Test. Для финальной непредвзятой оценки использовалась Validation.

Что бы избежать переобучения ИНС во время обучения, даже если данных мало применяется техника регуляризации.

Идея дообучать ИНС перманентно все время на новых поступающих данных – сама по себе правильная, в реальных биологических системах все именно так и происходит. Тем не менее, для обычных искусственных нейронных сетей на современном этапе технического развития такая практика является рискованной: сеть может переобучиться или подстроиться под самые последние поступившие данные – и потеряет свои обобщающие способности.

Для того, чтобы систему можно было использовать на практике, ИНС нужно:

- 1) обучить,
- 2) протестировать качество на тестовых и валидационных выборках,
- 3) выбрать удачный вариант сети, зафиксировать ее веса и

4) использовать обученную ИНС на практике, веса в процессе использования не менять

Представленная в данной работе ИНС имеет всего два слоя, этого достаточно так как у нас малый объем данных, с одним скрытым слоем, содержащим 24 нейрона что равно количеству входных напряжений.

Matlab-скрипт для обучения ИНС выглядит следующим образом:

- задаются входные и выходные массивы для обучения (x, t)

```
x = Bxodi';  
t = Bixodi';
```

- выбирается функция обучения нейронной сети ('trainlm' – метод Левенберга-Марквардта)

```
trainFcn = 'trainlm';
```

- указывается количество нейронов в сети с 2 слоями

```
hiddenLayerSize = 24;  
net = fitnet(hiddenLayerSize,trainFcn);
```

- реализуется регуляризация

```
net.input.processFcns = {'removeconstantrows','mapminmax'};  
net.output.processFcns = {'removeconstantrows','mapminmax'};
```

- перемешивается обучающая выборка в случайном порядке и разбивается на Train, Test, Validation

```
net.divideFcn = 'dividerand';  
net.divideMode = 'sample';  
net.divideParam.trainRatio = 70/100;  
net.divideParam.valRatio = 15/100;  
net.divideParam.testRatio = 15/100;
```

- в качестве критерия оптимизации используется среднеквадратичная ошибка модели на обучающей выборке – 'mse'

```
net.performFcn = 'mse';
```

- обучается нейронная сеть на Train-выборке

```
[net,tr] = train(net,x,t);
```

- тестируется нейронная сеть на Test -выборке

```
y = net(x);  
e = gsubtract(t,y);  
performance = perform(net,t,y)
```

- проверяется нейронная сеть на Validation -выборке

```
trainTargets = t .* tr.trainMask{ 1 };  
valTargets = t .* tr.valMask{ 1 };  
testTargets = t .* tr.testMask{ 1 };  
trainPerformance = perform(net,trainTargets,y)  
valPerformance = perform(net,valTargets,y)  
testPerformance = perform(net,testTargets,y)
```

- выводится на монитор структура ИНС

```
view(net)
```

- создается объект Simulink на основе полученной ИНС

```
gensim(net);  
end
```


Выводы

1. Разработана структура системы управления потоками реактивной мощности и регулирования уровней напряжения, на основе синтеза ИНС и собственной логики СТАТКОМ, в которой ИНС оперативно реагирует на изменения уровня напряжения на границе балансовой принадлежности предприятия и энергосистемы, а активно-адаптивные элементы подстраиваются под эти изменения с учетом всех ограничений.
2. Использована полносвязная структура ИНС прямого распространения с одним скрытым и одним выходным слоем, которая позволяет ИНС работать быстро и эффективно
3. Разработан и программно реализован алгоритм обучения ИНС, основанный на методе Левенберга-Марквардта, предназначенном для оптимизации параметров нелинейных регрессионных моделей. В качестве критерия оптимизации использована среднеквадратичная ошибка модели на обучающей выборке, автоматизация набора которой осуществлена в среде Matlab.

Глава 3. ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С АКТИВНО-АДАПТИВНЫМИ ЭЛЕМЕНТАМИ

В схему замещения, используемую для реализации адаптивного управления потоками реактивной мощности и уровнями напряжения в системах электроснабжения были включены: трансформаторы главной понизительной и цеховых подстанций, асинхронные двигатели, кабельные линии, СТАТКОМ.

Средства управления потоками реактивной мощности (ИНС и СТАТКОМ) включены в схему замещения вместе с сетью низшего напряжения со стороны 10 кВ ГПП, имеющей понизительные трансформаторы, оборудованные автоматически управляемыми РПН.

В узлах 10 кВ и выше, имеющих понизительные трансформаторы, без автоматически управляемого РПН (цеховые подстанции), уровни напряжения и потери мощности в сети, подключенной к сторонам НН этих трансформаторов и не включенной в схему замещения соответствующего уровня, практически не зависят от уровней напряжения на стороне ВН. Поэтому в таких узлах для реализации адаптивного управления потоками реактивной мощности задана постоянную нагрузку, приведенную к стороне ВН подстанции.

Для более точного учета влияния изменения напряжения в сети 10 кВ и выше на потери в сети 0,4 кВ, подключенной к сторонам НН трансформатора без автоматически управляемого РПН, сеть 0,4 кВ вводится в схему замещения эквивалентной схемой, приведенной на рисунке 3.1.

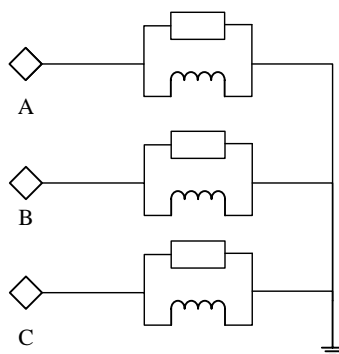


Рисунок 3.1 – Эквивалентная схема сети 0,4 кВ

Эквивалентная схема сети 0,4 кВ получается следующим образом:

- а) составляется схема замещения распределительной сети;
- б) определяются пределы изменения реактивной мощности, генерируемой (потребляемой) оборудованием;
- в) нагрузка распределяется равномерно между трансформаторами на ТП и перемешана случайным образом между активной и индуктивной составляющей, а также между фазами контрольных точек системы электроснабжения предприятия.

В работе имитационная модель построена на основе курсовой работы по электроснабжению промышленного предприятия, в которой: рассчитаны нагрузки по цехам; определен центр электрических нагрузок для определения оптимального местоположения ГПП; определено расположение цеховых ТП и спроектированы схемы внутреннего электроснабжения; рассчитаны токи короткого замыкания, по которым выбрано основное электрооборудование.

В работе используются:

- 2 трансформатора на ГПП – ТРДН 63000/110
- 7 трансформаторов на ТП – ТМ 2500/10
- 2 СТАТКОМ – Siemens SVC PLUS L
- 2 АД – АОД -1250-4ДУ1
- Кабели из сшитого полиэтилена марки АПвП различных сечений
- Неравномерная активно-индуктивная нагрузка

Моделирование реализовано в Matlab Simulink. Модель системы электроснабжения предприятия представлена на рисунке 3.2.

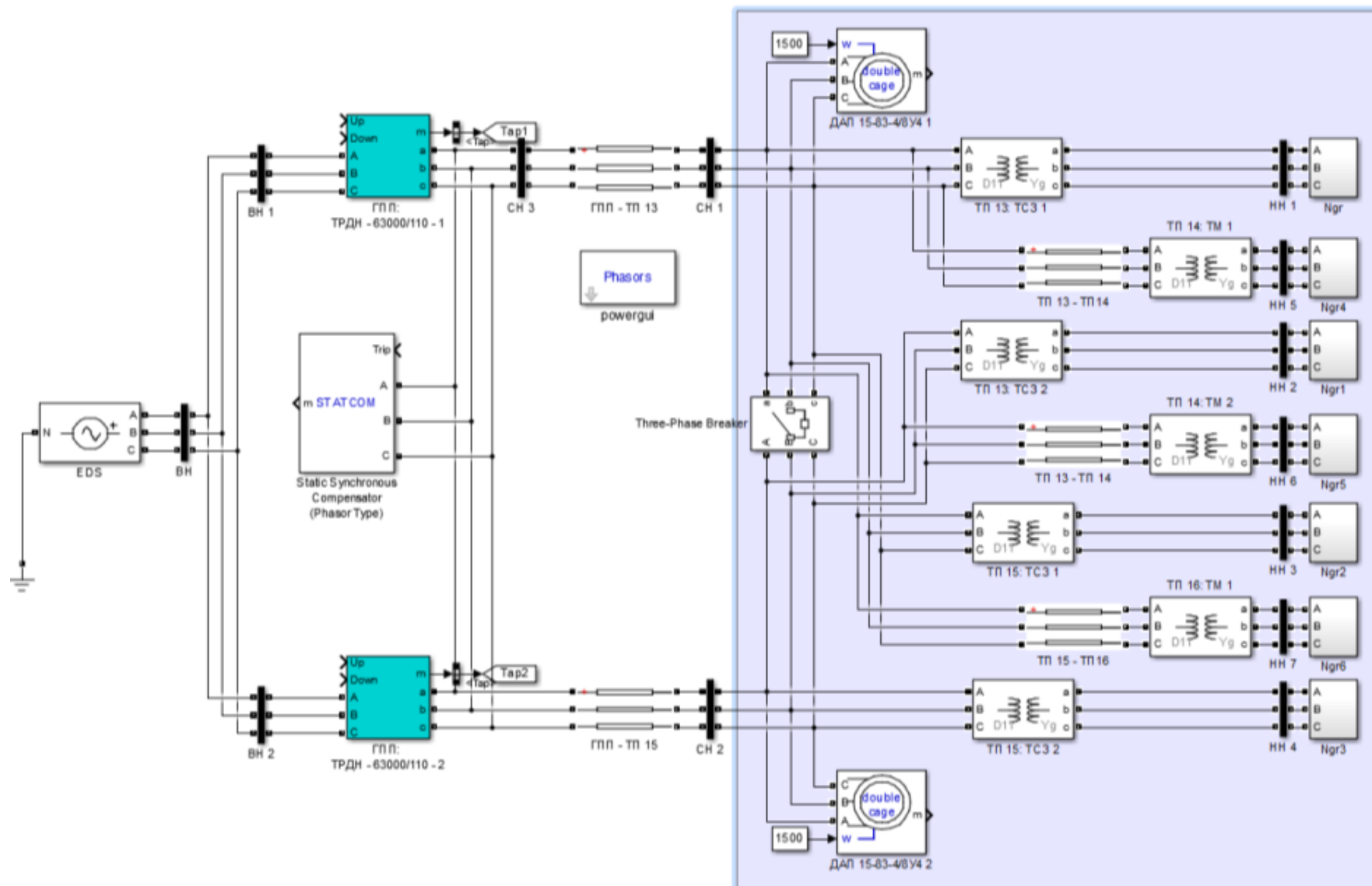
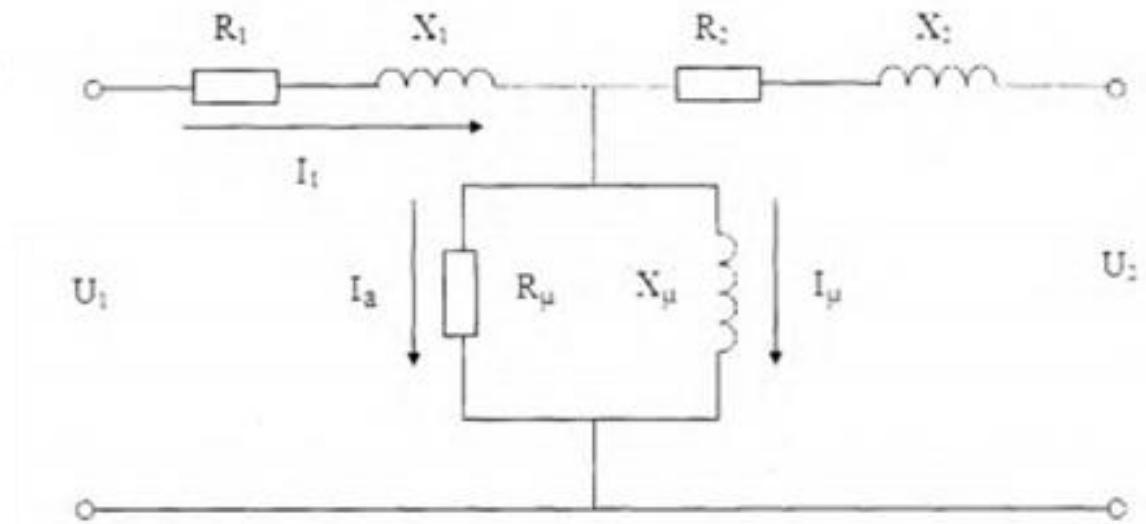


Рисунок 3.2 – Модель системы электроснабжения предприятия

3.1. Модели элементов системы электроснабжения и системы управления

Модель *трансформатора* учитывает, как электрические, так и магнитные особенности физического объекта. Схема замещения, используемая в моделях трансформаторов:



Математическая модель трансформаторов, описывается формулами:

$$\left\{ \begin{array}{l} R_{1*} = R_{2*} = \frac{\Delta P_{K3}}{2 \cdot S_{НОМ}} \\ Z_{1*} = Z_{2*} = \frac{U_{K\%}}{200} \\ X_{1*} = X_{2*} = \sqrt{Z_{1*}^2 - R_{1*}^2} \\ L_{1*} = L_{2*} = X_{1*} \\ \Delta S_{XX*} = \frac{I_{XX\%}}{100} \\ \Delta P_{XX*} = \frac{\Delta P_{XX}}{S_{НОМ}} \\ \Delta Q_{XX*} = \sqrt{\Delta S_{XX*}^2 - \Delta P_{XX*}^2} \\ R_{\mu*} = \frac{S_{НОМ}}{\Delta P_{XX*}} \\ L_{\mu*} = X_{\mu*} = \frac{1}{\Delta Q_{XX*}} \end{array} \right. , \quad (3.1)$$

где I_{XX} , U_{K3} , $S_{НОМ}$, P_{XX} , P_{K3} – паспортные данные трансформаторов;

$R_{I*}, R_{2*}, L_{I*}, L_{2*}, R_{m*}, L_{m*}$ – параметры (о.е.) необходимые для блока трансформатора в модели Simulink.

Расчет параметров для блока трехфазного трансформатора Simulink по паспортным данным трансформатора был автоматизирован с помощью Matlab-функции, возвращающей в указанные переменные параметры блока трансформатора по указанным пользователем паспортным данным:

```
function [R_1, L_1, R_2, L_2, Rm, Lm] = ParamTransPU(S_nom, P_xx, P_kz, u_k, i_xx)

    R_1 = P_kz/(2*S_nom);

    Z_1 = u_k/200;

    X_1 = sqrt((Z_1^2)-(R_1^2));

    L_1 = X_1;

    S_x = i_xx/100;

    Q_x = sqrt((S_x^2)-((P_xx/S_nom)^2));

    Rm = S_nom/P_xx;

    Xm = 1/Q_x;

    Lm = Rm;

    R_2=R_1;

    L_2=L_1;

end
```

По умолчанию в Simulink блоках реализовано указание параметров в буквенных выражениях (кроме цифр), указывающих на переменные в workspace – рабочем пространстве основного окна Matlab в котором сохраняются все переменные. Кроме параметров, рассчитанных автоматически (активное и индуктивное сопротивление первичной и вторичной обмоток, о.е., сопротивление и индуктивность цепи намагничивания, о.е.), необходимо указать схемы соединения, линейное напряжение (В) первичной и вторичной обмоток, номинальную мощность (ВА) и частоту (Гц) трансформатора (рисунок 3.3).

Block Parameters: ГПГ: ТРДН - 63000/110 - 1

Three-Phase OLTC Regulating Transformer (Phasor Type) (mask) (link)

Implement phasor model of three-phase OLTC regulating transformer. It consists of two fixed windings and a third tapped winding (regulation winding) connected in series with either winding 1 or winding 2. Voltage ratio and transformer impedance vary with tap position. A +30 degrees or -30 degrees phase shift is introduced when winding 1 or winding 2 are connected in Delta.

Transformer OLTC and Voltage Regulator

Winding 1 connection (ABC terminals):

Yg

Winding 2 connection (abc terminals):

Delta (D11)

Nominal power and frequency [Pn(VA), fn(Hz)]

[63e6 50]

Winding 1 parameters [V1 Ph-Ph(Vrms), R1(pu), X1(pu)]

[115e3 R1_pu L1_pu]

Winding 2 parameters [V2 Ph-Ph(Vrms), R2(pu), X2(pu)]

[10.5e3 R2_pu L2_pu]

Initial pos. seq. output currents of winding 2 [Mag(pu), Phase(deg)]

[0 0]

Magnetization branch [Rm(pu) Xm(pu)]

[Rm_pu Lm_pu]

Рисунок 3.3 – Блок параметров трансформатора Three-Phase Transformer

В данной работе используется семь трансформаторов ТМ 2500/10 установленных в цеховых ТП предприятия.

Трансформаторы с РПН имеют аналогичную математическую модель с учетом подключенной обмотки РПН:

$$\left\{ \begin{array}{l} R_{1*} = R_{2*} = \frac{\Delta P_{K3}}{2 \cdot S_{HOM}} \\ Z_{1*} = Z_{2*} = \frac{U_K\%}{200} \\ X_{1*} = X_{2*} = \sqrt{Z_{1*}^2 - R_{1*}^2} \\ L_{1*} = L_{2*} = X_{1*} \\ \Delta S_{XX*} = \frac{I_{XX\%}}{100} \\ \Delta P_{XX*} = \frac{\Delta P_{XX}}{S_{HOM}} \\ \Delta Q_{XX*} = \sqrt{\Delta S_{XX*}^2 - \Delta P_{XX*}^2} \\ R_{\mu*} = \frac{S_{HOM}}{\Delta P_{XX*}} \\ L_{\mu*} = X_{\mu*} = \frac{1}{\Delta Q_{XX*}} \\ \frac{U_2}{U_1} = \frac{1}{(1+N \cdot \Delta U)} \times \frac{U_{2\ HOM}}{U_{1\ HOM}} \end{array} \right. , \quad (3.2)$$

где U_1, U_2 – номинальные напряжения высшей и низшей стороны трансформатора,

N – количество отпаяк, подключенных к основной обмотке через РПН,
 ΔU – напряжение одной отпайки РПН.

На рисунке 3.4 представлена схема подключения РПН как к высшей стороне напряжения трансформаторов, так и к низшей.

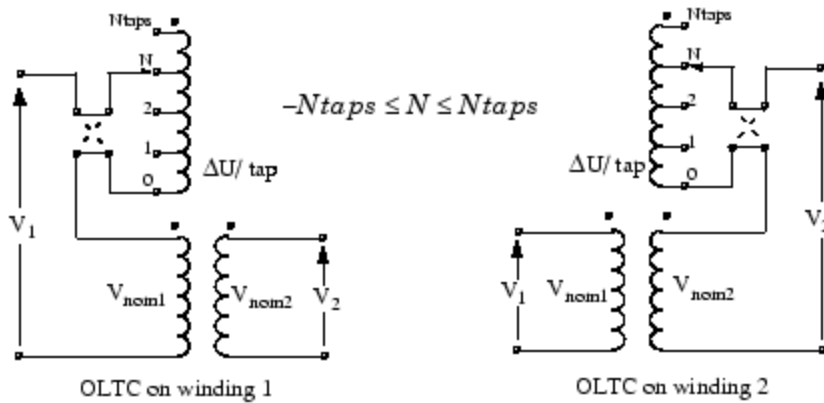


Рисунок 3.4 – схемы подключения РПН

При использовании данного блока Simulink кроме основных параметров трансформатора необходимо указать параметры РПН: обмотку, на которой установлен РПН, активное сопротивление обмотки (о.е.), индуктивность обмотки (о.е.) при включенной высшей ступени РПН, напряжение (о.е.) одной ступени регулирования, минимальную и максимальную степень регулирования РПН, начальную степень регулирования, механическая задержка в секундах переключения между отпайками РПН (рисунок 3.5).

| Transformer | OLTC and Voltage Regulator |
|--|----------------------------|
| OLTC on: Winding 1 | |
| Tapped regulation winding [Rt(pu), Xt(pu)] | |
| [0.09 0.09] | |
| Voltage step, per tap (pu) | |
| 0.015 | |
| Minimum and maximum tap positions [Min, Max] | |
| [-9 +9] | |
| Initial tap position | |
| Tap | |
| Tap selection time (s) | |
| 3 | |
| <input checked="" type="checkbox"/> External control of OLTC | |

Рисунок 3.5 – Блок параметров трансформатора Three-Phase OLTC regulating Transformer

В работе используются два трансформатора ТРДН 63000/110, оборудованные автоматически управляемыми РПН на стороне высшего напряжения, установленные на ГПП.

Модель *асинхронной машины* включает в себя модель электрической части, представленной моделью пространства состояний четвертого порядка и модель механической части в виде системы второго порядка. Все электрические переменные и параметры машины приведены к статору. Исходные уравнения электрической части машины записаны в двухфазной ($d q$ -оси) системе координат. На рисунке 3.6 приведена схема замещения машины и ее уравнения.

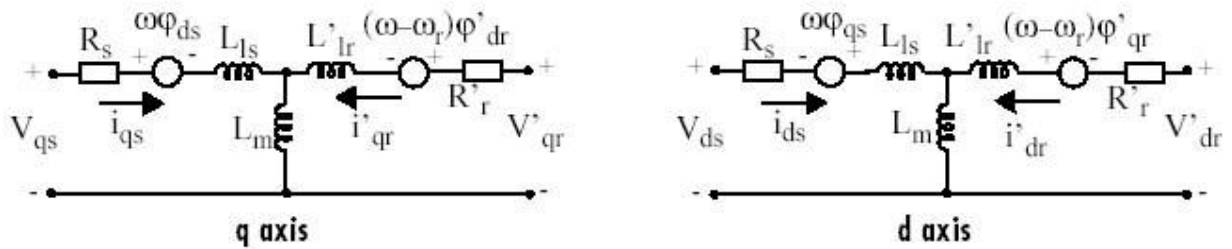


Рисунок 3.6 – Схема замещения асинхронной машины

Уравнения электрической части машины имеют вид:

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s \cdot i_{ds} + \frac{d\varphi_{ds}}{dt} + \omega \varphi_{qs} \\ V_{qs} = R_s \cdot i_{qs} + \frac{d\varphi_{qs}}{dt} + \omega \varphi_{ds} \\ V'_{qr} = R'_r \cdot i'_{qr} + \frac{d\varphi'_{qr}}{dt} + (\omega - \omega_r) \varphi'_{dr} \\ V'_{dr} = R'_r \cdot i'_{dr} + \frac{d\varphi'_{dr}}{dt} + (\omega - \omega_r) \varphi'_{qr} \\ T_e = 1.5p(\varphi_{ds} i_{qs} - \varphi_{qs} i_{ds}) \end{cases} \quad (3.3)$$

где $\varphi_{qs} = L_s i_{qs} + L_m i'_{qr},$

$\varphi_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i'_{dr},$

$\varphi'_{qr} = L'_r i'_{qr} + L_m i_{qs},$

$\varphi'_{dr} = L'_r i'_{dr} + L_m i_{ds},$

$L_s = L_{ls} + L_m,$

$L'_r = L'_{lr} + L_m$

Индексы в системе уравнений машины имеют следующие значения:

d – проекция переменной на ось d ,

q – проекция переменной на ось q ,

r – переменная или параметр ротора,

s – переменная или параметр статора,

l – индуктивность рассеяния,

m – индуктивность цепи намагничивания.

Механическая часть машины описывается двумя уравнениями:

$$\begin{aligned} \frac{d\omega_m}{dt} &= \frac{1}{2H}(T_e - F\omega_m - T_m) \\ \frac{d\theta_m}{dt} &= \omega_m \end{aligned}, \quad (3.4)$$

где R_s, L_{ls} – сопротивление и индуктивность рассеяния статора,

R'_r, L_{lr} – сопротивление и индуктивность рассеяния ротора,

L_m – индуктивность цепи намагничивания,

L_s, L'_r – полные индуктивности статора и ротора,

V_{qs}, i_{qs} – проекции напряжения и тока статора на ось q ,

V'_{qr}, i'_{qr} – проекции напряжения и тока ротора на ось q ,

V_{ds}, i_{ds} – проекции напряжения и тока статора на ось d ,

V'_{dr}, i'_{dr} – проекции напряжения и тока ротора на ось d ,

$\varphi_{ds}, \varphi_{qs}$ – проекции потокосцепления статора на оси d и q ,

$\varphi'_{dr}, \varphi'_{qr}$ – проекции потокосцепления ротора на оси d и q ,

ω_m – угловая скорость ротора,

θ_m – угловое положение ротора,

p – число пар полюсов.

Для подсчета параметров необходимых для модели Simulink в Matlab встроен графический пользовательский интерфейс (GUI) позволяющий рассчитать параметры из паспортных данных АД (АОД -1250-4ДУ1) и вывести графики данной модели (рисунки 3.7 и 3.8)

Specifications

Preset:

| | | |
|--|--------------|---------|
| Nominal line-to-line rms voltage | V_n (V) | 10000 |
| Nominal frequency | f_n (Hz) | 50 |
| Nominal (full load) line current | I_n (A) | 18.1443 |
| Nominal (full load) mechanical torque | T_n (N.m) | 1591.6 |
| Synchronous speed | N_s (rpm) | 1500 |
| Nominal (full load) mechanical speed | N_n (rpm) | 1450 |
| Starting current to nominal current ratio | I_{st}/I_n | 7.5 |
| Starting torque to full load torque ratio | T_{st}/T_n | 1.1 |
| Breakdown torque to full load torque ratio | T_{br}/T_n | 2.9 |
| Nominal power factor | pf (%) | 92.5 |

Рисунок 3.7 – Графический пользовательский интерфейс расчета параметров асинхронных машин

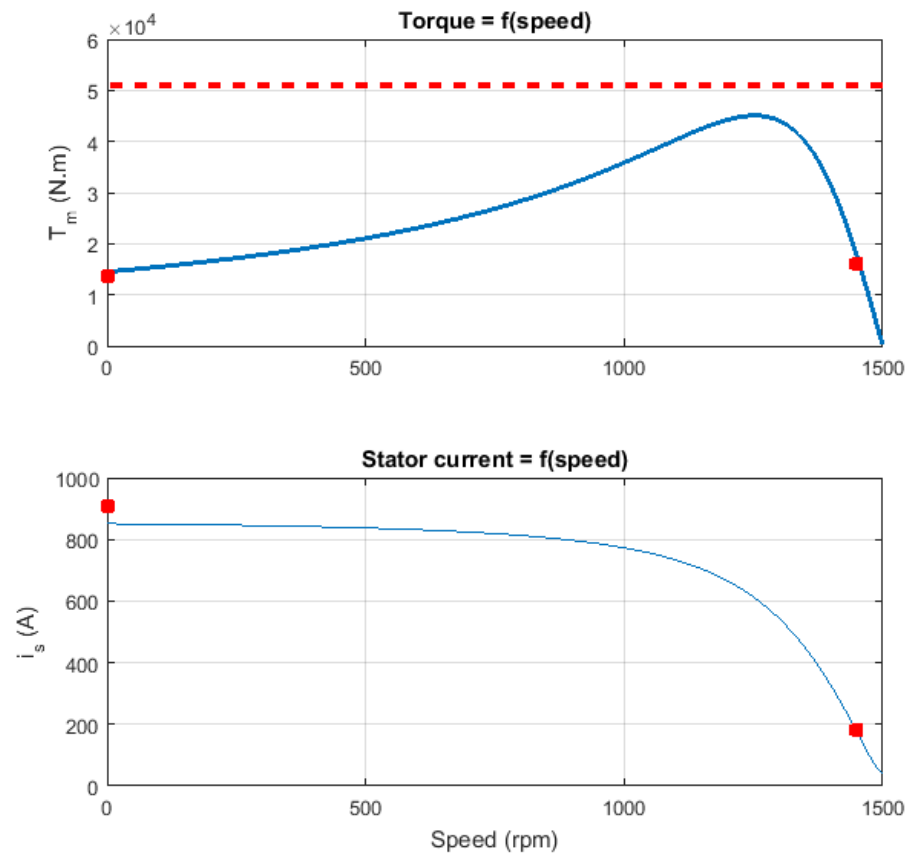


Рисунок 3.8 – Графики зависимости крутящего момента и тока статора от скорости вращения ротора

Устройство и модель СТАТКОМ. Изменение реактивной мощности осуществляется с помощью преобразователя напряжения (VSC) присоединенного к вторичной обмотке связующего трансформатора. В VSC используются транзисторные преобразователи электроэнергии для выработки вторичного напряжения из цепи постоянного тока. Принцип работы СТАТКОМ, на рисунке 3.9 показано распределение потоков активной и реактивной мощности между источниками V_1 и V_2 . Где V_1 представляет контролируемое напряжение системы, а V_2 напряжение, генерируемое VSC

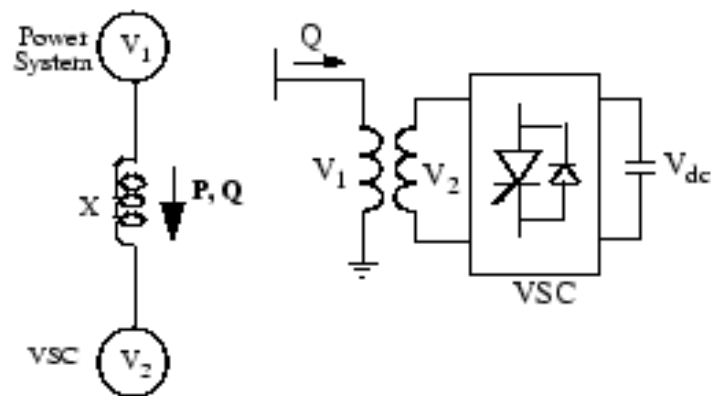


Рисунок 3.9 – Однолинейная схема замещения СТАТКОМ

Математическая модель СТАТКОМ в общем виде:

$$\begin{cases} P = (V_1 \cdot V_2) \sin \delta / X \\ Q = V_1(V_1 - V_2 \cos \delta) / X' \end{cases} \quad (3.5)$$

где V_1 – линейное напряжение источника 1,

V_2 – линейное напряжение источника 2

X – общее реактивное сопротивление трансформатора и фильтров

δ – угол сдвига фаз между напряжениями V_1 и V_2 .

В установившемся режиме напряжение V_2 , генерируемое VSC, совпадает по фазе с V_1 $\delta=0$, поэтому изменяется только реактивная мощность ($P=0$). Если V_2 меньше V_1 , реактивная мощность (Q) передается из V_1 в V_2 (СТАТКОМ поглощает реактивную мощность). Иначе, при V_2 больше V_1 , Q передается из

V_2 в V_1 (СТАТКОМ генерирует реактивную мощность), количество передаваемой реактивной мощности равно:

$$Q = \frac{V_1(V_1 - V_2)}{X}, \quad (3.6)$$

Ёмкость, присоединенная к VSC в цепь постоянного тока, выступает в качестве источника постоянного тока. В установившемся режиме напряжение V_2 немного с отставанием сдвинуто по фазе от V_1 , это сделано для компенсации потерь в трансформаторе и VSC, что позволяет поддерживать конденсатор заряженным.

VSC в модели СТАТКОМ в Simulink использует инверторы с широтно-импульсной модуляцией (PWM) основанные на биполярных транзисторах с изолированным затвором (IGBT). Этот тип инверторов использует PWM технику для генерации синусоидальной формы сигнала из цепи постоянного напряжения с прерывистой частотой в несколько кГц. Гармоники напряжения нивелируются фильтрами, подключенными к VSC со стороны переменного напряжения. Этот тип VSC использует фиксированную величину напряжения в цепи постоянного тока V_{dc} . Напряжение V_2 изменяется с помощью индекса размерности PWM-генератора.

При использовании СТАТКОМ для управления напряжением, применяется данная вольт-амперная характеристика (ВАХ):

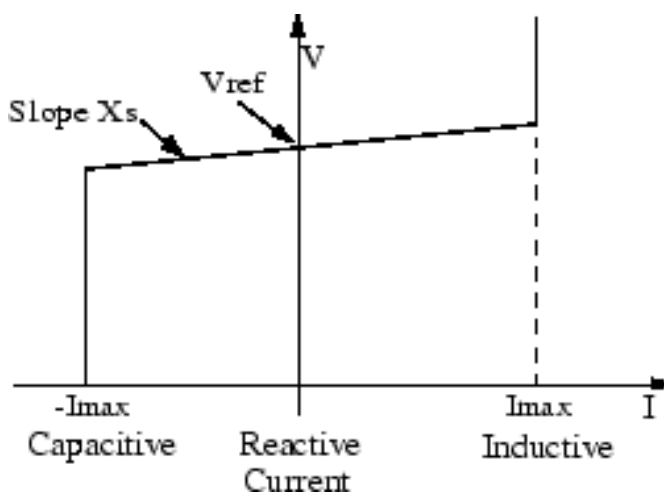


Рисунок 3.10 – Вольт-амперная характеристика СТАТКОМ

До тех пор, пока реактивный ток остается в пределах максимальных и минимальных значений ($-I_{max}$, I_{max}) обусловленных номинальной мощностью преобразователя, напряжение регулируется в пределах эталонного напряжения V_{ref} . Однако, обычно используется статичное напряжение (чаще всего между 1% и 4% от максимальной реактивной мощности), и ВАХ имеет наклон, отображенный на рисунке и описывается уравнением:

$$V = V_{ref} + X_s \cdot I, \quad (3.7)$$

где V – напряжение прямой последовательности в о.е.,

I – реактивный ток (о.е./ P_{nom}), где $I > 0$ указывает на индуктивный ток,

X_s – крутизна или статизм регулятора (о.е./ P_{nom}),

P_{nom} – трехфазная номинальная мощность преобразователя указанная в диалоговом окне блока.

В работе используются два СТАТКОМ компании Siemens SVC PLUS L, представленных одним блоком, так как физически они объединены в одну систему и работают в полностью параллельном режиме.

Кабельные линии представлены блоком Distributed Parameter Line который учитывает сосредоточенные потери в линиях электропередач с помощью волнового сопротивления и скорости распространения волны, с неограниченным количеством фаз.

Источник напряжения представлен блоком «Трехфазный программируемый источник напряжения», позволяющий моделировать любое состояние напряжения на границе раздела балансовой принадлежности предприятия с электроснабжающей организацией

Имитация реальной *нагрузки* на стороне 0.4кВ СЭС предприятия реализована следующим образом: потребляемая предприятием мощность разделена поровну между трансформаторами на ТП и перемешана случайным образом между активной и индуктивной составляющей, а также между фазами контрольных точек системы электроснабжения предприятия.

В имитационной модели, нагрузки представлены однофазными блоками параллельно соединенных активного и индуктивного сопротивления, которые подключены пофазно к стороне низкого напряжения трансформаторов.

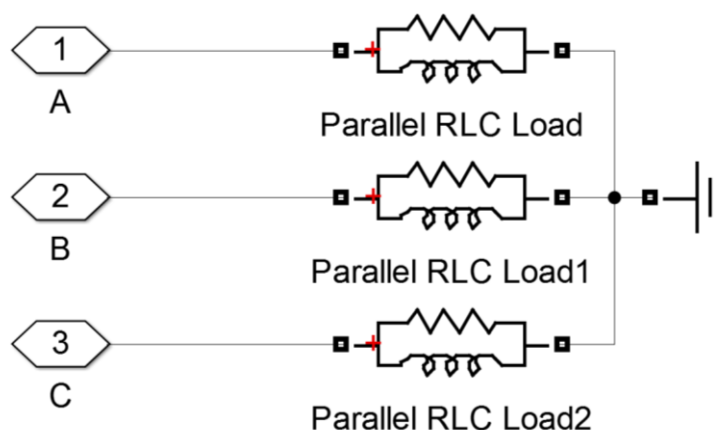


Рисунок 3.11 – Модель нагрузки

3.2. Оценка адекватности и эффективности моделирования

После создания имитационной модели предприятия и подготовки обучающей выборки, проходит обучение ИНС, как видно из графика на рисунке, обучение заканчивается при достижении минимального значения среднеквадратичной ошибки на Validation-выборке, что и говорит о лучшей эффективности ИНС.

Полученная нейронная сеть имеет структуру:

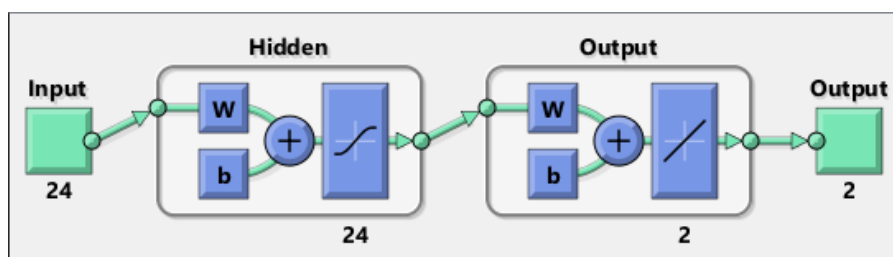


Рисунок 3.12 – Структура искусственной нейронной сети

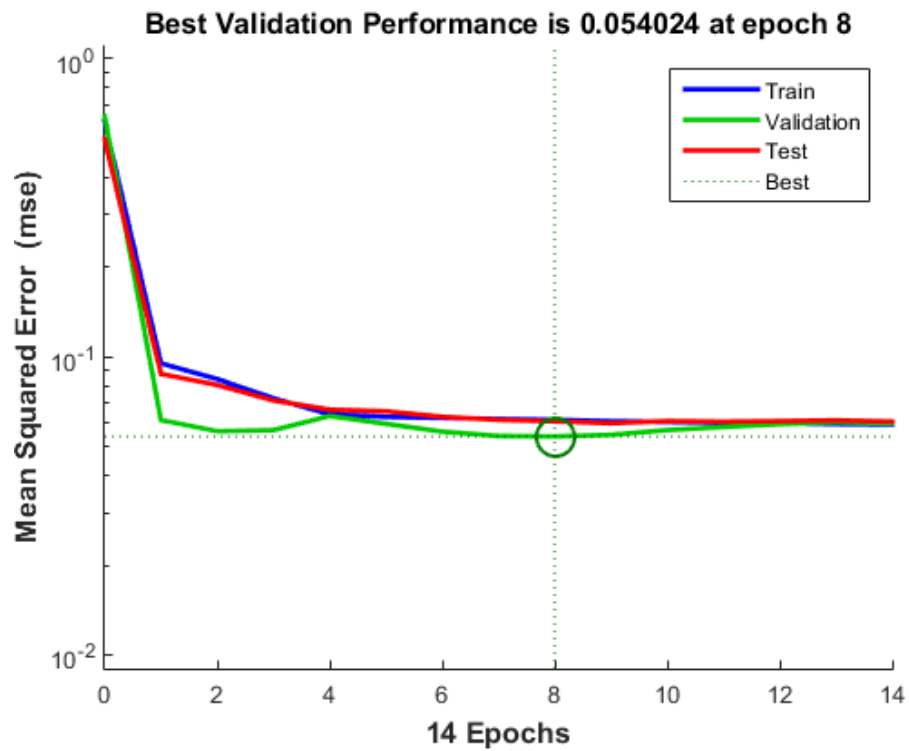


Рисунок 3.13 – График эффективности обучения ИНС

Для использования ИНС в Simulink созданный в Matlab-скрипте блок ИНС был подключен через обработчик выходного сигнала к активно-адаптивным элементам сети и приборам измерения (рисунок 3.14).

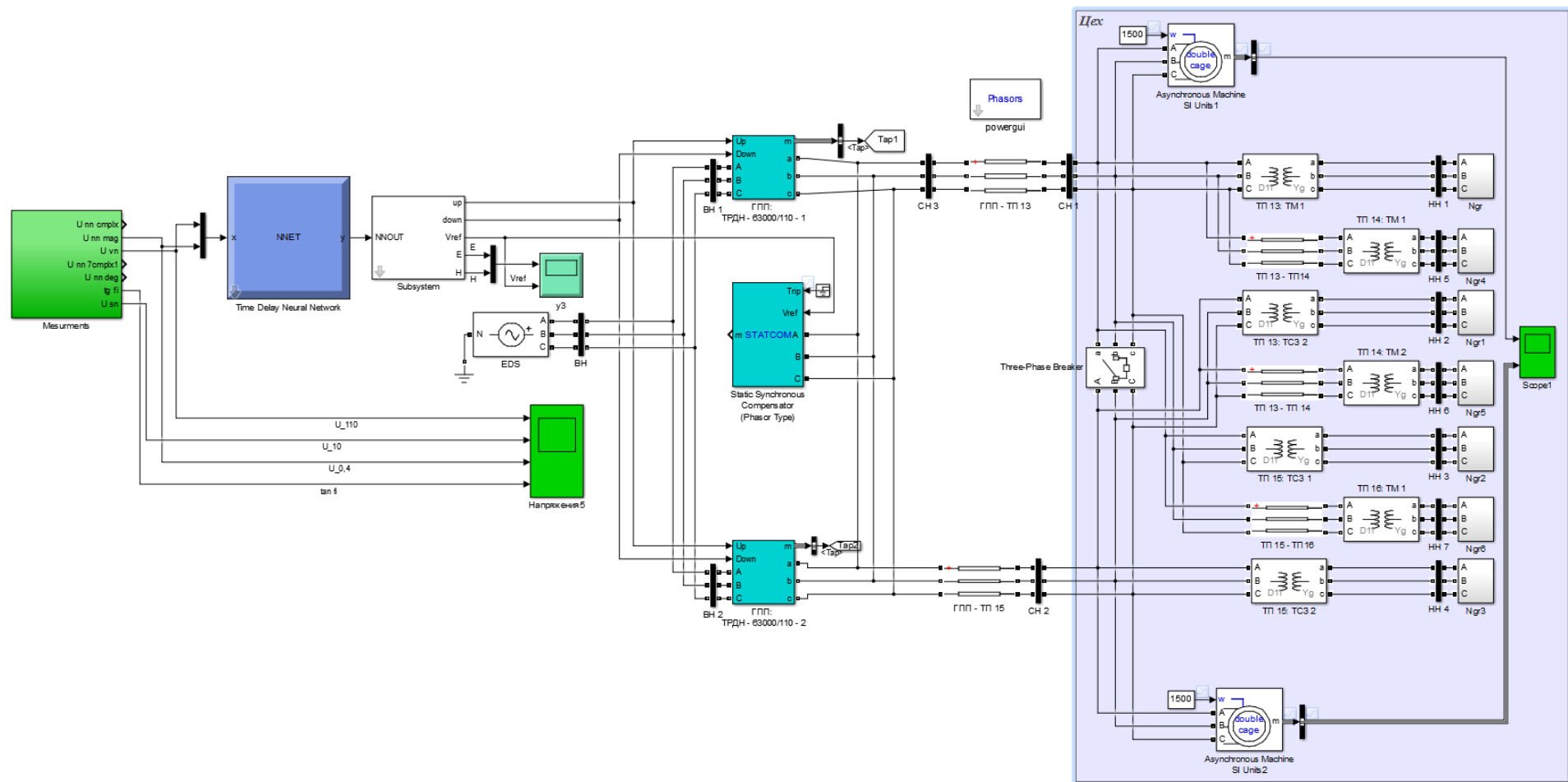


Рисунок 3.14 – Модель системы энергоснабжения предприятием с управлением ИНС

Рассмотрено три режима:

- номинальный
- 0,85 номинального напряжения на границе балансовой принадлежности
- 1,15 номинального напряжения на границе балансовой принадлежности

На представленных ниже графиках показаны *модули* напряжений на границе балансовой принадлежности номинального режима, 0,85, 115

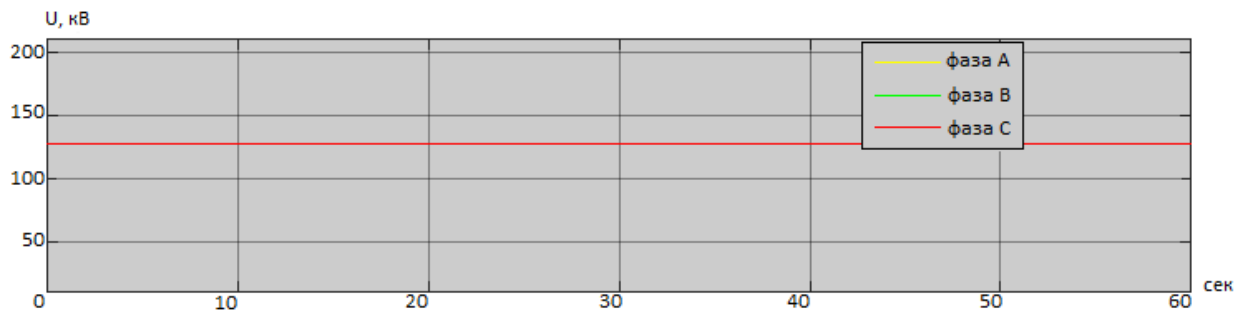


Рисунок 3.15 – График ВН при 100% номинального напряжения на границе балансовой принадлежности

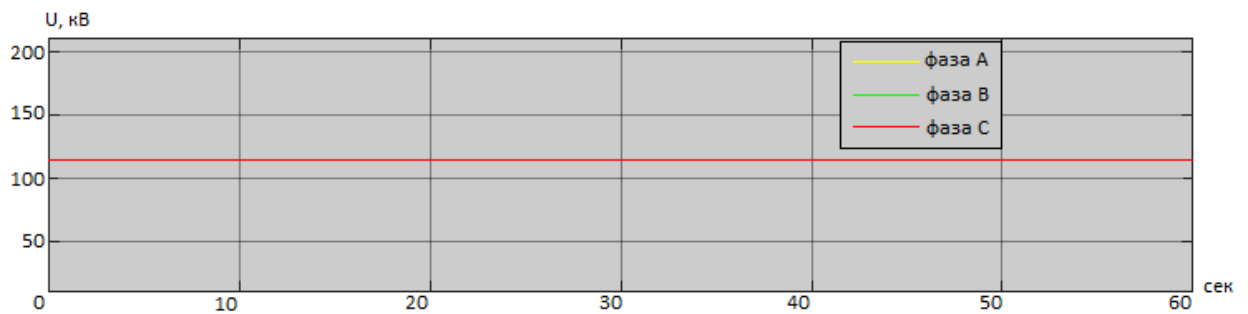


Рисунок 3.16 – График ВН при 85% номинального напряжения на границе балансовой принадлежности

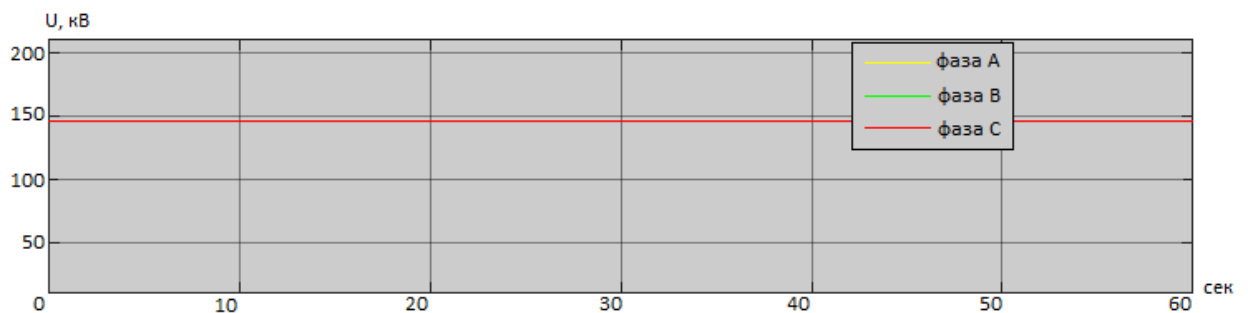


Рисунок 3.17 – График ВН при 115% номинального напряжения на границе балансовой принадлежности

Рассмотрим влияние напряжения ГБП на работу ИНС и всей имитационной модели ПП на стороне напряжения 10 кВ

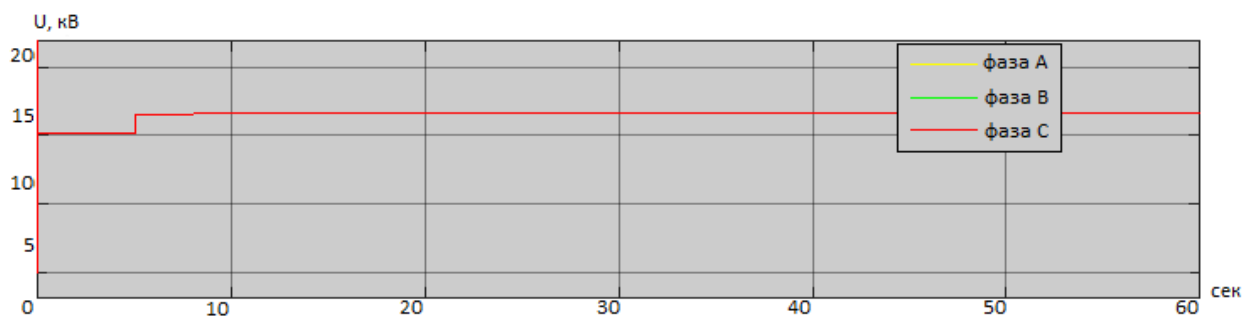


Рисунок 3.18 – График СН при 100% номинального напряжения на границе балансовой принадлежности

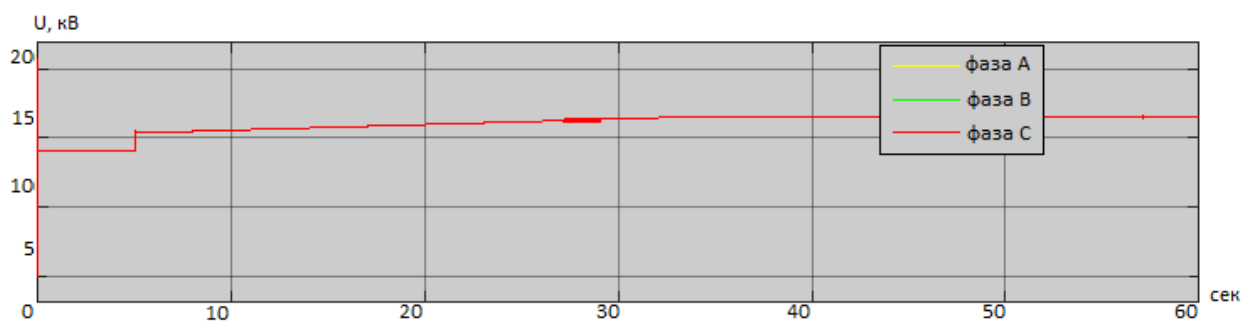


Рисунок 3.19 – График СН при 85% номинального напряжения на границе балансовой принадлежности

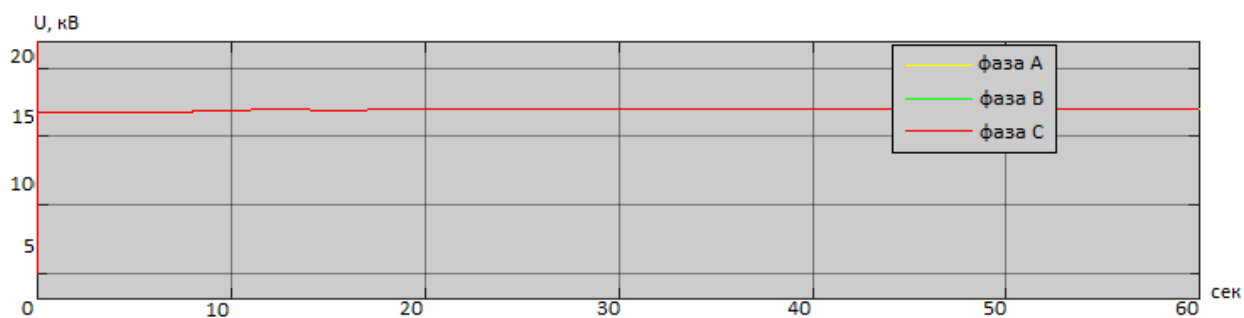


Рисунок 3.20 – График СН при 115% номинального напряжения на границе балансовой принадлежности

Из графиков видно, что ИНС даже при номинальном значении подает сигналы активно-адаптивным элементам на повышение напряжения, но из данных графиков не ясна причина такого поведения ИНС.

Для анализа поведения ИНС стоит углубиться на сторону напряжения 0,4кВ где установлена обратная связь с моделью СЭС ПП, во всех контрольных точках.

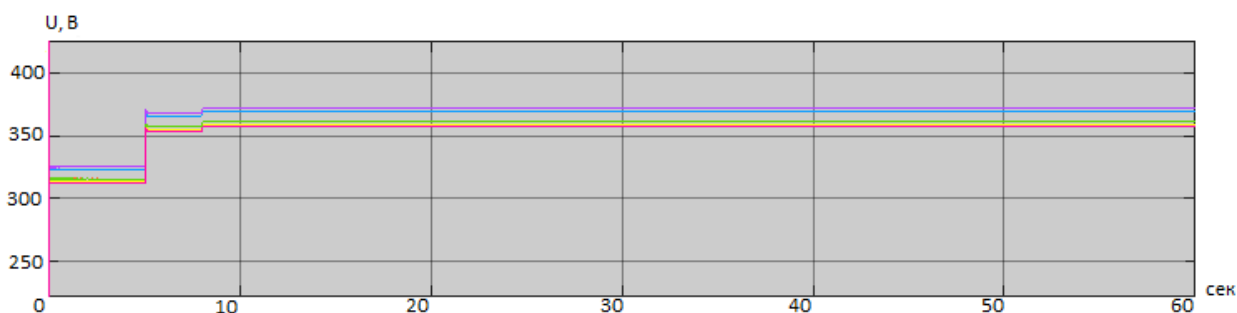


Рисунок 3.21 – График НН при 100% номинального напряжения на границе балансовой принадлежности

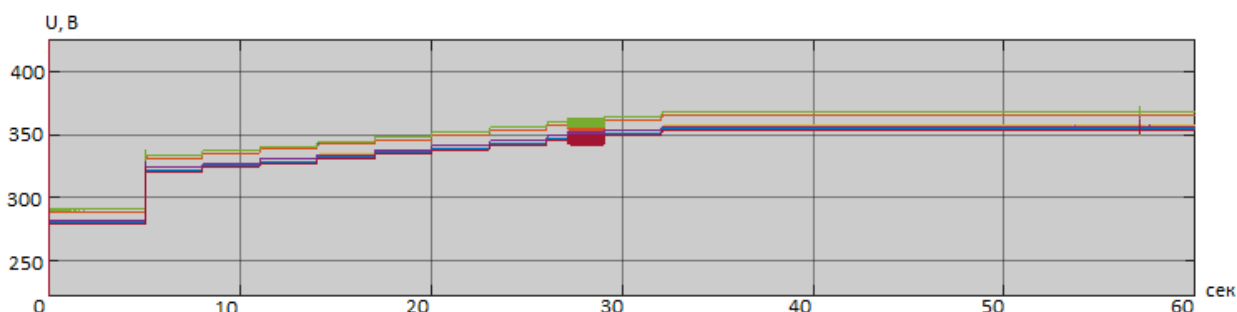


Рисунок 3.22 – График НН при 85% номинального напряжения на границе балансовой принадлежности

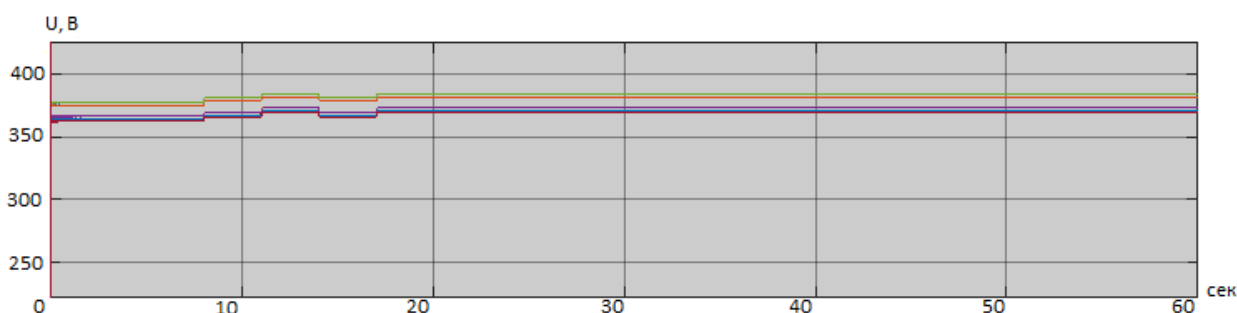


Рисунок 3.23 – График НН при 115% номинального напряжения на границе балансовой принадлежности

Представленные графики показывают напряжение 3 фаз в каждой контрольной точке системы. Видно, что даже при номинальной мощности в системе слишком большие потери и на НН имеем в среднем 325 В, что недопустимо мало. Однако ИНС определяет это и дает сигнал на СТАТКОМ для увеличения напряжения,

затем регулирует отпайки РПН для более плавной настройки напряжений до допустимого ГОСТ значения.

Стоит отметить что во всех трех режимах ИНС справляется с поставленной задачей поддержания качества напряжения в контрольных точках системы, однако при большой нехватке напряжения на ГБП (15%) при коммутации одной из отпайек происходит резонанс напряжений. Не смотря на все меры предосторожности, предпринятые в данной работе, резонанс длится приблизительно 1,5 секунды. Время резонанса могло быть и меньше, но коммутация 1 отпайки длится 3 сек и её предотвратить после запуска невозможно.

Как говорилось ранее в системе управления заложено еще одно правило которое следит за качеством напряжения, а именно коэффициент мощности – $\text{tg } \varphi$.

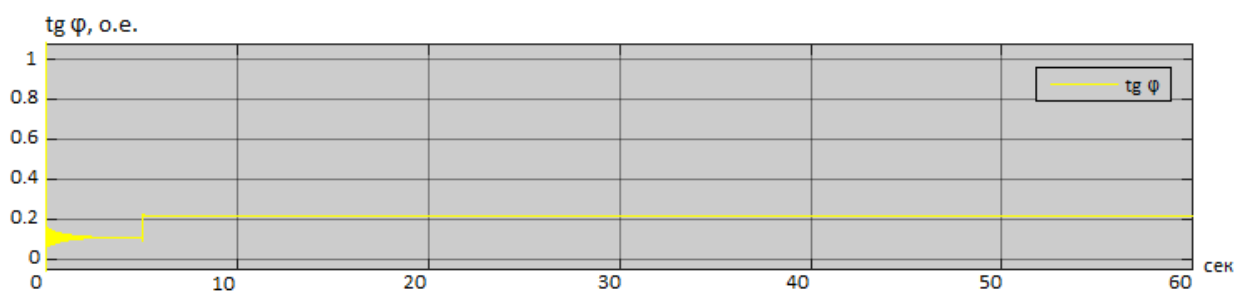


Рисунок 3.24 – График изменения коэффициента мощности при 100% номинального напряжения на границе балансовой принадлежности

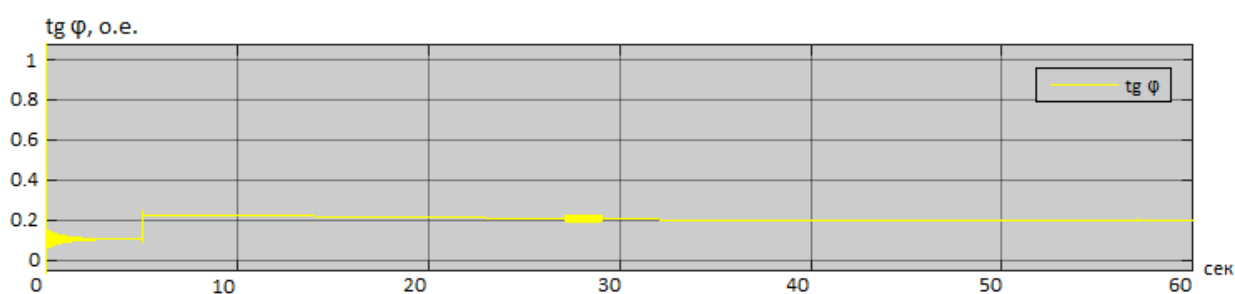


Рисунок 3.25 – График изменения коэффициента мощности при 85% номинального напряжения на границе балансовой принадлежности

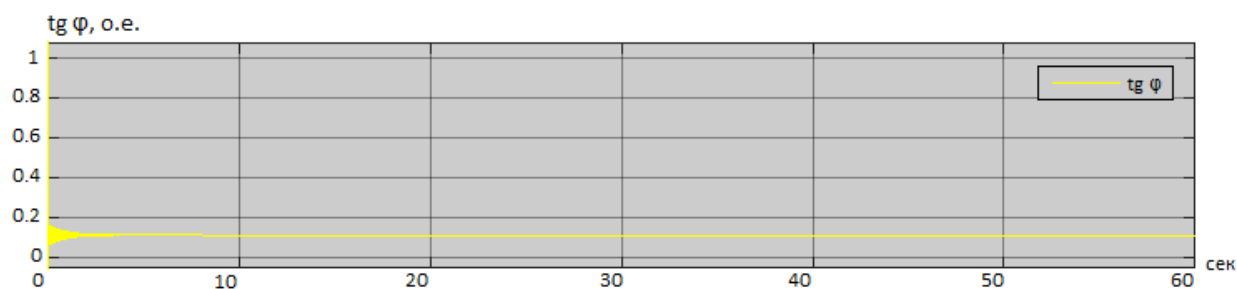


Рисунок 3.26 – График изменения коэффициента мощности при 115% номинального напряжения на границе балансовой принадлежности

Как видно из представленных графиков с поставленной задачей нейронная сеть тоже успешно справляется. По нормативам $\text{tg } \varphi$ не должен превышать значение 0,4.

Выводы

1. Создана имитационная модель системы электроснабжения промышленного предприятия, состоящая из моделей отдельных элементов схемы замещения и включающая инструмент адаптивного управления потоками реактивной мощности и уровнем напряжения в виде ИНС.
2. Разработан и программно реализован алгоритм расчета параметров трансформаторов для их автоматического ввода в блок three-phase transformer Simulink
3. В результате оценки адекватности и эффективности моделирования показано, что синтезированная система адаптивного управления потоками реактивной мощности позволяет на границе балансовой принадлежности предприятия организовать регулирование уровня напряжения, обеспечивая определяемый ГОСТом, и поддерживает требуемое значение коэффициента реактивной мощности ($\text{tg } \varphi$).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты работы заключаются в следующих положениях:

1. Показано, что согласно нормативно правовым документам потребитель обязан обеспечить функционирование средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности, установленных в границах его балансовой принадлежности, для поддержания значений показателей качества электрической энергии, обусловленные работой его энергопринимающих устройств, а также соблюдать значения соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств).
2. Проведенный анализ показал, что исследований в области управления потоками реактивной мощности в системах электроснабжения предприятий с использованием активно-адаптивных элементов достаточно мало, в основном регулирование осуществляется в распределительных сетях путем создания управляемых линий электропередачи (SmartGrid) и оборудования для них.
3. Исходя из зарубежного опыта выявлено, что высокоадаптивным решением становится установка СТАТКОМ в СЭС ПП, которая в совокупности с управлением РПН трансформаторов на ГПП, позволит автоматизировать управление потоками реактивной мощности в СЭС предприятия.
4. Доказано, что применение искусственной нейронной сети для оперативности принятия решений управления, дает нужное решение задачи управления потоками реактивной мощности в большинстве практически значимых случаев.
5. Разработана структура системы управления потоками реактивной мощности и регулирования уровней напряжения, на основе синтеза ИНС и собственной логики СТАТКОМ, в которой ИНС оперативно реагирует на изменения уровня напряжения на границе балансовой принадлежности предприятия и энергосистемы, а активно-адаптивные элементы подстраиваются под эти изменения с учетом всех ограничений.

6. Создана имитационная модель системы электроснабжения промышленного предприятия, состоящая из моделей отдельных элементов схемы замещения и включающая активно-адаптивные элементы и инструмент адаптивного управления потоками реактивной мощности и уровнем напряжения в виде ИНС.

7. В результате оценки адекватности и эффективности моделирования показано, что синтезированная система адаптивного управления потоками реактивной мощности позволяет на границе балансовой принадлежности предприятия организовать регулирование уровня напряжения, обеспечивая определяемый ГОСТом, и поддерживать требуемое значение коэффициента реактивной мощности ($\text{tg } \varphi$).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кудрин, Б. И. История компенсации реактивной мощности: комментарий главного редактора [Текст] / Б. И. Кудрин // Электрика. - 2001. - №6. - С. 26-29.
2. Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях [Текст]. / Министерство энергетики и электрификации СССР. - М. : СПО Союзтехэнерго, 1981. - 24 с.
3. Правила пользования электрической энергией. Подраздел 2.3 "Скидки и надбавки к тарифу на электроэнергию за компенсацию реактивной мощности и энергии и за качество электроэнергии" [Текст]. - Приказ Минтопэнерго РФ № АД-3866/19 от 14 июля 1992.
4. Железко, Ю. С. Новые нормативные документы, определяющие взаимоотношения сетевых организаций и покупателей электроэнергии в части условий потребления реактивной мощности [Текст] / Ю. С. Железко // Электрические станции. - 2008. - №5. - С. 27-31.
5. Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты российской федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов российской федерации в связи с принятием Федерального Закона «Об электроэнергетике» [Текст]. - Федеральный закон № 36-ФЗ от 26.03.2003г.
6. О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, а также об утверждении изменений, которые вносятся в акты Правительства РФ по вопросам оказания услуг по обеспечению системной надежности [Текст]. - Постановление Правительства РФ 3 марта 2010. - № 117.
7. Методические указания по расчету повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электрической энергии в зависимости от соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих

устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон по договорам об оказании услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети (договорам энергоснабжения) [Текст]. - Приказ Федеральной службы по тарифам 31 августа 2010. - № 219-э/6.

8. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных групп энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии [Текст]. - Приказ министерства промышленности и энергетики РФ 22 февраля 2007.-№49.

9. Правила устройства электроустановок [Текст]. - СПб. : Изд-во ДЕАН, 2008. - 704 с.

10. Арион, В. Д. Компенсация реактивной мощности в условиях неопределённости исходной информации [Текст] / В. Д. Арион, В. С. Каратун, П.А. Пасинковский // Электричество. - 1991. - №2. - С. 6-11.

11. Красник, В. В. Автоматические устройства по компенсации реактивной мощности в электросетях предприятий [Текст] / В. В. Красник. - М.: Энергоатомиздат, 1983. - 136 с.

12. Железко, Ю. С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах [Текст] / Ю. С. Железко. - М. : Энергоатомиздат, 1981. -200 с.

13. Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электрической энергии: Руководство для практических расчетов [Текст] /Ю. С. Железко - М.: ЭНАС, 2009. - 456 с.

14. Зорин, В. В. Экономически обоснованные значения перетоков и степени компенсации реактивной мощности в сети потребителя [Текст] / В. В. Зорин // Электрика. - 2005. - №12. - С. 13-17.

15. Игуменцев, В. А. Метод оптимального управления реактивной мощностью в системах электроснабжения [Текст] / В. А. Игуменцев, И. А. Саламатов, Ю. П. Коваленко // Электричество. - 1987. - № 1. - С. 16-21.
16. Карпов, Ф. Ф. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях [Текст] / Ф. Ф. Карпов. - М. : Энергия, 1975. - 184 с.
17. Ковалёв, И. Н. Выбор компенсирующих устройств при проектировании электрических сетей [Текст] / И. Н. Ковалёв. - М. : Энергоатомиздат, 1990. - 200 с.
18. Мельников, Н. А. Реактивная мощность в электрических сетях [Текст] / Н. А. Мельников. - М. : Энергия, 1975. - 120 с.
19. Поспелов, Г.Е. Компенсирующие и регулирующие устройства в электрических системах [Текст] / Г. Е. Поспелов, П. М. Сыч, Т. В. Федин. - ЛТ. : Энергоатомиздат, 1983. - 112 с.
20. Туликов, А. Н. Управление режимами реактивной мощности и напряжения систем электроснабжения предприятий методами искусственного интеллекта [Текст] : Автореферат диссертации на соискание учёной степени доктора технических наук / А. Н. Туликов. - Красноярск, 2007. - 171 с.
21. K. Ellithy Optimal shunt capacitors allocation in distribution networks using genetic algorithm- practical case study [Электронный ресурс] / K. Ellithy, A. Al-Hinai, A. Moosa - URL: <http://www.ijesp.com/Vol3No1/IJESP3-2Ellithy.pdf>
22. Веников, В. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: Учебник для вузов [Текст] / В. А. Веников, В. Г. Журавлев, Г. А. Филиппова. —М.: Энергоиздат, 1981 г. —464с.
23. Гамм, А. З. Адресность передачи активных и реактивных мощностей в электроэнергетической системе [Текст] / А. З. Гамм, И.И. Голуб // Электричество -2003. -№ 3. - С. 9-16.
24. Колесников, С. А. Алгоритм расчёта оптимального размещения компенсирующих устройств в сложных энергосистемах [Текст] / С. А. Колесников // Электрические сети и системы. - Львов : Вища школа, 1967. - Вып. 3.

25. Железко, Ю. С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. [Текст] / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко - М.: БЦ ЭНАС, 2004.-280 с.
26. Борисов, Р. И. Размещение источников реактивной мощности на основе многоцелевой оптимизации [Текст] / Р. И. Борисов, Л. Ф. Песиголовец // Известия академии наук. - 1986. -№4 С. 155-160.
27. Ерёмин, О.И. Разработка методики решения задачи компенсации реактивной мощности с использованием многоцелевой оптимизации [Текст] : Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / О.И. Ерёмин. - Н. Новгород, 2007- 18 с.
28. Арзамасцев, Д. А. Выбор мощности и размещения компенсирующих устройств в электрической сети [Текст] / Д. А. Арзамасцев, Ю. С. Скляр. - В кн.: Материалы II республиканской научно-технической конференции по применению вычислительной техники. - Минск : БПИ. - 1968. -С. 20-24.
29. Арзамасцев, Д. А. Модели оптимизации развития энергосистем: Учеб. для электроэнергет. спец. вузов [Текст] / Д. А. Арзамасцев, А. В. Липес, А. Л. Мызин / Под ред. Д. А. Арзамасцева. —М.: Высш. шк., 1987.— 272 с.
30. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем [Текст] / В. Э. Воротницкий, Ю. С. Железко, В. Н. Казанцев и др.; Под ред. В. Н. Казанцева,— М.: Энергоатомиздат, 1983. —368 с.
31. Araujo, Whester J. Multicriteria decision making for reactive power compensation in distribution systems [Электронный ресурс] / Whester J Araujo, Petr Ya. Ekel, Rafael P. Falcao Filho, Illya V. Kokshenev, Henrique S. Schuffner. // Proceedings of the European Computing Conference. - Paris, 2011. - URL : <http://www.wseas.us/e-library/conferences/2011/Paris/ECC/ECC-07.pdf>.
32. Liu, Yutian Reactive power compensation and voltage control in jinan power distribution system [Электронный ресурс] / Yutian Liu, Jiachuan Shi, Xia Qian // 18th International Conference on Electricity Distribution, 6-9 june 2005. - Turin, 2005. - URL : http://www.cired.be/CIRED05/papers/cired2005_0057.pdf.

33. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении [Текст] : РД 34.09.101-94. - М. : СПО ОРГРЭС, 1995. -35 с.

34. Araujo, Whester J Monocriteria and multicriteria based placement of reactive power sources in distribution systems [Текст] / Whester J Araujo, Petr Ya. Ekel, Rafael P. Falcao Filho, Illya Kokshenev, Henrique S Schuffner. // International journal of applied mathematics and informatics. - 2011. -Vol. 5. - №3. - P.240-248.

35. Jerome J. Efficient reactive power compensation algorithm for distribution network [Текст] / J. Jerome // ATSTD. - 2003. vol. 20. - P. 373-383.

36. Pourshafie, A. Optimal compensation of reactive power in the restructured distribution network [Текст] / Atefeh Pourshafie, Mohsen. Saniei, S. S. Mortazavi, A. Saeedian // World Academy of Science, Engineering and Technology, 2009.-№54-P. 119-122.

37. Raap, M Reactive power pricing in distribution networks [Текст] / M. Raap, P. Raesaar, E. Tigimagi // Oil Shale. - 2011. vol. 28. - P. 223-239.

38. Tenti, P. Compensation techniques based on reactive power conservation [Текст] / Paolo Tenti, Paolo Mattavelli, Elisabetta Tedeschi // Electrical power quality and utilization. - 2007. vol. 8. - №1 - P. 17-24.

38. Брянцев, Б. И. Автоматические системы компенсации реактивной мощности и стабилизации напряжения электрической сети на базе УШР и БСК [Текст] / Б. И. Брянцев, Б. И. Базылев, С. В. Дягилева, Р. Р. Карымов, А. А. Негрышев // Электроэнергетика: сегодня и завтра. - 2010. - №3. - С. 47-50.

39. Бушуева, О. А. Применение статических тиристорных компенсаторов в системах электроснабжения промышленных предприятий [Текст] / О. А. Бушуева, А. С. Новиков // Электрика. - 2007. - №8. - С. 8-13.

40. Веников, В. А. Статические источники реактивной мощности в электрических сетях [Текст] / В. А. Веников, Л. А. Жуков, И. И. Карташев, Ю. П. Рыжов. -М.: Энергия, 1975. - 136 с.

41. Гвоздев, Д. Б. Новые технологии в энергетике [Текст] / Д. Б. Гвоздев, Ю. А. Дементьев, Ф. А. Дьяков, В. И. Кочкин, А. В. Черезов // Электро -2010.- №4.-С. 25-27.
42. Готман, В. И. Задачи обследования системы компенсации реактивной мощности [Текст] / В. И. Готман, Г. З. Маркман, П. Г. Маркман // Промышленная энергетика. - 2006. - №8. - С. 50-55.
43. Дьяков, А. Ф. Статические компенсаторы реактивной мощности прямого регулирования и их режимы [Текст] / А. Ф. Дьяков, Л. А. Никонец. - М.:МЭИ, 1991.- 172 с.
44. Ильяшов, В. П. Конденсаторные установки промышленных предприятий [Текст] / В. П. Ильяшов. - М. : Энергия, 1972. - 248 с.
45. Ильяшов, В. П. Конденсаторные установки промышленных предприятий [Текст] / В. П. Ильяшов. - 2-е изд., перабот. и доп. - М. : Энергоатомиздат, 1983. - 152 с. : ил.
46. Каневский, Я. М. Компенсация реактивной мощности на подстанциях насосных тепловых сетей [Текст] / Я. М. Каневский // Промышленная энергетика. - 1991. - №7. - С. 39.
47. Карандаев, А. С. Особенности компенсации реактивной мощности на крупном металлургическом предприятии [Текст] / А. С. Карандаев, Г. П. Корнилов, А. А. Николаев, П. А. Пушкарёв // Промышленная энергетика. - 2010.- №12.-С. 43-49.
48. Кондратенко, Д. В. Статический компенсатор реактивной мощности на базе УШР как необходимое средство повышения энергоэффективности в электроэнергетике [Текст] / Д. В. Кондратенко, Т. А. Шиваева, А. В. Виштибеев // Электро. - 2010. - №2. - С. 43-48.
49. Корнилов, Г. П. Управление реактивной мощностью в системах электроснабжения с мощными тиристорными преобразователями прокатных станов [Текст] / Г. П. Корнилов, А. Н. Шеметов, Т. Р. Храмшин, Ю. П. Журавлёв, Е. А. Семёнов // Промышленная энергетика. - 2008. - №1. - С. 39-43.

50. Кочкин, В. И. Применение статических конденсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий [Текст] / В. И. Кочкин, О. П. Нечаев. - М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. - 120 с.

51. Кочкин, В. И. Новые технологии повышения пропускной способности ЛЭП. Управляемая передача мощности [Текст] В. И. Кочкин// Новости электротехники. - 2007. - № 4. - С. 2-5.

52. Шаров, Ю. Снижение потерь электроэнергии при внедрении Smart Grid [Текст] // Ю. Шаров, В. Пелымский, М. Гаджиев // Электроэнергия: передача и распределение № 6(9) 2011. С. 60-64.

53. Справочник по проектированию электроснабжения [Текст] / под ред. Ю. Г. Барыбина и др. - М. : Энергоатомиздат, 1990. - 576 с.

55. Конюхова, Е. А. Электроснабжение объектов [Текст] : учеб. пособие для студ. учреждений сред. проф. образования / Е. А. Конюхова. - М. : Мастерство, 2002. - 302 с.

56. Бурман, А. П. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем [Текст] / А.П. Бурман, Ю.К. Розанов, Ю.Г. Шакарян. - М. : Издательский дом МЭИ, 2012. - 336 с.

57. Вариводов, В. Основные направления создания оборудования для интеллектуальных электрических сетей [Текст] / В. Вариводов, А. Мордкович, Е. Остапенко, А. Панибратец // Электроэнергетика. - 2001. - № 2. - С 43-48.

58. Черепанов, В. В. О необходимости создания регуляторов реактивной мощности с использованием прогнозирования [Текст] / В. В. Черепанов, В. Г. Басманов // Проблемы энергетики. - 2006. - №11-12.

59. Чистяков, Г. Н. Применение методов нечеткой логики при оптимизации реактивных нагрузок систем электроснабжения [Текст] / Г. Н. Чистяков, Р. Ю. Беляев // Электрика. - 2006. -№ 12. - С. 20-24.

60. Большаков О., Управление качеством электроэнергии в ЕНЭС [Текст] / О. Большаков, В. Воронин, В. Пелымский, Р. Шамонов, В. Тульский, М. Тостов // Электроэнергия. Передача и распределение 200.

61. Кронгауз, Д. Э. Повышение качества электроэнергии в городских распределительных сетях посредством управления режимами реактивной мощности [Текст] / Д.Э.Кронгауз // Промышленная энергетика. - 2010. - № 10. - С. 39-43

62. Маслов А. А. Статические компенсирующие устройства для промышленных предприятий [Текст] / А.А. Маслов, О.П. Нечаев, М.О. Польский, А.И. Федотов // Электрические станции. - 2000. - № 3. - С. 47-52.

63. Попов, Ю. П. Управление компенсацией реактивной мощности в узлах промышленной нагрузки [Текст] / Ю. П. Попов, Ю. А. Дмитриев, О. И. Кирилина // Электрика. - 2006. - № 12. - С. 15-20.

64 Siemens AG. FACTS – Flexible AC Transmission Systems. URL : <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-transmission/facts/>

65. Тарасов В.Б. От искусственного интеллекта к искусственной жизни: новые направления в науках об искусственном // Новости искусственного интеллекта. 1995, №4, с. 12-16.

66. Сапронов А. А. К вопросу о создании эффективного механизма контроля и учета энергопотребления в сетях 0,4 кВ. – Промышленная энергетика, 2004, №1, с. 22-28.

67. Пантелеев В. И., Туликов А. Н. Основы нечеткого управления режимами систем электроснабжения предприятий с помощью АСКУЭ // XII Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Современные техника и технологии», 27-31 марта 2006 г. Труды в 2-х т. – Томск: Изд-во Томского политехн. ун-та, 2006 – Т.2. – с. 180-182.

68. Абакумов Ю. М., Мартынов А. А., Саламатов О. В., Орехов П. Ф. Опыт проектирования и внедрения АСКУЭ промышленного предприятия на базе КТС «Энергия». – Промышленная энергетика, 2002, №6, с. 28-33.

69. Алексейчик В. В., Болгов В. Т. Проблемы учета, контроля и управления энергопотреблением на промышленном предприятии и пути их решения. – Промышленная энергетика, 2002, №3, с. 6-14.

70. Ваджилов Ф. Р., Шмыров В. А., Яковлев А. А., Надеина М. С. Автоматизированная система контроля, учета и управления электропотреблением на базе КТС «Энергия» в АО «Архангельский морской торговый порт». – Промышленная энергетика, 2003, №1, с. 6-11.

71. Многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА. Руководство по эксплуатации. ДЯИМ.411152.003-11РЭ.

72. Медведев, В.С., Потемкин В.Г. Нейронные сети. MATLAB 6 / Под общ. Ред. К.т.н. В.Г. Потемкина. – М.: ДИАЛОГ – МИФИ, 2002. – 496 с.

73. Anil K. Jain, Jianchang Mao, K.M. Mohiuddin – Artificial Neural Networks: A Tutorial, Computer, Vol.29, No.3, 1996, pp. 31-44.

74. Комякова, О.А. Возможности искусственных нейронных сетей как аппарата для прогнозирования расхода электрической энергии на предприятиях железнодорожного транспорта / О.А. Комякова // Омский научный вестник. – Омск, 2013. – №2. – С. 264-266.

75. Хайкин С. Нейронные сети: полный курс, 2-е издание. Пер. сангл. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2006. – 1104 с.

76. Кохонен Т. Толковый словарь «нейронных» терминов // Самоорганизующиеся карты. – М. : БИНОМ. Лаборатория знаний, 2013. – С. 532.

77. Сараев П.В. Суперпозиционное линейно-нелинейное нейроструктурное моделирование : Дисс... кандидата наук / Павел Викторович Сараев ; Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Липецкий государственный технический университет». – 2012.

78. Хайкин С. Преимущества и ограничения обучения методом обратного распространения // Нейронные сети. – М. : Вильямс, 2006. – С. 304–314.

79. Sousa C. Neural network learning by the levenberg-marquardt algorithm with Bayesian regularization (part 1). – 2009. – URL: [http:// crsouza.blogspot.com/2009/11/neural-networklearning-by-levenberg_18.html](http://crsouza.blogspot.com/2009/11/neural-networklearning-by-levenberg_18.html).

80. Suratgar A.A.,Tavakoli M.B., Hoseinabadi A. Modified levenberg-marquardt method for neural networks training.

81. Transtrum M.K., Sethna J.P. Improvements to the levenberg-marquardt algorithm for nonlinear least-squares minimization // Journal of Computational Physics. – 2012.

82. Sousa C. Neural network learning by the levenberg-marquardt algorithm with Bayesian regularization (part 2). – 2009. – URL: [http:// crsouza.blogspot.com/2009/11/neural-networklearning-by-levenberg.html](http://crsouza.blogspot.com/2009/11/neural-networklearning-by-levenberg.html).